



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

INGENIERO INDUSTRIAL

DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA

MEMORIA

Pilar Miranda Sancho

Luis M^a Marroyo Palomo

Pamplona, 7 febrero de 2011

Resumen

El presente trabajo describe el proceso de cálculo y diseño de un prototipo de turbina hidroeléctrica flotante para generación de electricidad aprovechando la energía cinética de los ríos. El objeto de este trabajo es proporcionar la información suficiente como para ejecutar el proyecto en una comunidad piloto, y, si se demuestra su eficacia, instalar estos sistemas en las distintas comunidades ribereñas de la cuenca amazónica boliviana.

El proyecto se enmarca dentro del programa de Formación Solidaria de la UPNA, y cuenta con la colaboración de la Universidad Mayor de San Simón (UMSS) y el Centro de Información en Energías Renovables (CINER), ambos en Cochabamba, Bolivia.

En la primera parte del proyecto se estudian los sistemas de extracción de energía del agua ya existentes y la disponibilidad del recurso energético en las comunidades rurales de Bolivia.

A continuación, se dimensionan las necesidades energéticas de una comunidad tipo, donde se plantea instalar el primer prototipo.

Posteriormente se procede explicar el diseño del equipo propuesto. Este diseño consta de una turbina tripala de eje horizontal sumergida completamente en el agua. El eje se encuentra colgado de la plataforma de flotación mediante una estructura formada por dos pares de brazos, dos porta rodamientos y dos rodamientos. La estructura se encuentra atornillada a la plataforma para facilitar su extracción del agua para realizar las labores de mantenimiento pertinentes. Un motor asíncrono como generador y el origen de la línea eléctrica se encuentran situados sobre la plataforma. El par del eje de la turbina se transmite al eje del motor mediante un sistema de correas dentadas, que realiza las etapas de transmisión y multiplicación. Para asumir las diferencias de velocidad de giro en el eje, el motor se encuentra conectado a un variador de frecuencia.

Seguidamente se presentan los planos del proyecto y los costos de fabricación del mismo.

Agradecimientos

Me gustaría agradecer su ayuda y colaboración a toda la gente que me apoyó durante mi estancia en Cochabamba: todo el equipo de CINER, el Ing. Juan Carlos Castillo y a todo el equipo de la Universidad Mayor de San Simón.

A todos los profesores de la UPNA que en algún momento me han prestado su apoyo.

A mi familia y mis amigos por su paciencia y comprensión durante los momentos más duros de la carrera.

Índice	
Resumen	ii
Agradecimientos	iii
Índice	iv
Índice de figuras	viii
Índice de tablas	xi

1. Introducción	
1.1. Antecedentes	1
1.2. Justificaciones	5
1.3. Objetivos	6
1.3.1. Objetivo general	6
1.3.2. Objetivos específicos	6
2. Estudio de sistemas similares y productos en el mercado	7
2.1. Turbinas convencionales	7
2.1.1. Descripción de las turbinas	7
2.1.2. Clasificación de las turbinas	7
2.2. Máquinas eólicas	8
2.2.1. Descripción de las máquinas eólicas	8
2.2.2. Clasificación de las máquinas eólicas	9
2.2.3. Partes constitutivas de los aerogeneradores de pequeña potencia	10
2.3. Estado del arte	10
2.3.1. Empresas y sus prototipos	11
2.3.1.1. Turbinas de flujo axial	12
2.3.1.2. Turbinas de flujo cruzado	15
2.4. Experiencias llevadas a cabo en países de Latinoamérica	17
2.4.1. Problemas encontrados en los equipos instalados	19
3. Información de la zona del proyecto	20
3.1. Introducción	20
3.2. Ubicación de la población de Santa Isabel	20
3.3. Características de la población	21

3.4. Estudio de la demanda energética	22
3.4.1. Fuentes y usos de la energía en la zona	22
3.4.2. Estimación de la demanda energética	23
3.4.2.1. Categoría residencial	23
3.4.2.2. Categoría general	24
3.4.3. Curvas de carga	25
3.4.4. Estimación de la demanda total y su proyección	32
3.4.5. Resultados	33
3.5. Estudio hidrológico del río Ichilo	33
3.5.1. Potencial hídrico	33
3.5.2. Caudal	34
3.5.3. Variaciones de caudal	37
3.5.4. Perfil del río	39
3.5.5. Velocidad media	42
4. Aspectos teóricos	45
4.1. Potencia cinética de un fluido	45
4.2. Ley de Betz	47
4.2.1. Demostración	48
4.2.2. Hipótesis	48
4.2.3. Aplicación al principio de conservación de masa (Ecuación de continuidad)	48
4.2.4. Trabajo y Energía	49
4.2.5. Ley de Betz y coeficiente de rendimiento	50
4.3. Diseño del rotor	51
4.3.1. Teoría del diferencial de pala	51
4.3.2. Sistemas de arrastre	55
4.3.3. Sistemas de sustentación	57
4.4. Parámetros de diseño del rotor	57
4.4.1. Celeridad, λ_0 (<i>TSR, Tip Speed Ratio</i>)	57
4.4.2. Relación entre el coeficiente de sustentación (C_L) y el de arrastre (C_D)	58
4.4.3. Coeficiente de potencia, C_P	58
4.4.4. Número de aspas	59

5. Modelo propuesto	60
5.1. Visión general	60
5.2. Diseño del rotor	61
5.2.1. Número de palas	61
5.2.2. Elección del valor de celeridad, (λ_0 o Tip Speed Ratio, TSR)	62
5.2.3. Coeficiente de potencia, C_P	63
5.2.4. Ratio entre el coeficiente de sustentación y el de arrastre, C_L/C_D	63
5.2.5. Elección del perfil	64
5.2.6. Cálculo del diámetro del rotor	65
5.2.7. Velocidad de giro del eje	68
5.2.8. Cálculo de la sección del álabe	69
5.2.9. Linealización del álabe	72
5.2.9.1. Linealización de la cuerda	73
5.2.9.2. Linealización del ángulo de paso, β	73
5.2.10. Diseño de los perfiles	75
5.2.11. Construcción de los álabes	78
5.3. Sistema de generación	78
5.3.1. Alternadores asíncronos en conexión directa	78
5.3.2. Alternadores síncronos y conexión mediante variadores de frecuencia	79
5.3.3. Criterios de elección	79
5.3.4. Cálculos para la fabricación de un generador de imanes permanentes	81
5.3.4.1. Cálculo del número de pares de polos	81
5.3.4.2. Relación de multiplicación	84
5.4. Transmisión y multiplicación	85
5.4.1. Principios teóricos de la transmisión por correas dentadas	86
5.4.2. Cálculo del sistema de transmisión mediante el programa MITCalc	89
5.5. Sistema de anclaje y flotación	90
5.5.1. Sistema de anclaje	90
5.5.2. Sistema de flotación	93
5.6. Protección	94

5.7. Modularidad	95
5.8. Mantenimiento	96
5.8.1. Corrosión	97
5.8.2. Aparición de algas	97
5.8.3. Rotura de palas	97
5.8.4. Protección del generador	97
5.8.5. Accesibilidad	97
6. Costes de fabricación de la Turbina de Aprovechamiento Cinético (TAC)	99
6.1. Rotor	99
6.2. Sujeción del rotor	100
6.3. Transmisión	101
6.4. Sistema de generador y variador de frecuencia	101
6.5. Plataforma de flotación y sistema de anclaje	102
6.6. Coste total de la TAC	102
6.7. Coste de la instalación del equipo piloto	103
7. Conclusiones	105
8. Bibliografía	106

ANEXOS

ANEXO I. Datos hidrológicos

ANEXO II. Estimación de la demanda futura

ANEXO III. Características de los perfiles aerodinámicos

ANEXO IV. Cálculo del sistema de transmisión

ANEXO V. Secciones del perfil de la pala (NACA 4412)

ANEXO VI. Planos

Índice de Figuras

1.1. Potencial hidroeléctrico total por continentes. (Fuente: EU RES Export)	1
1.2. Mapa del Sistema Interconectado Nacional (SIN). (Fuente: Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, VMEEA)	2
1.3. Tecnología de Generación en los sistemas aislados. (Fuente: VMEEA)	4
2.1. Campo de utilización de los diferentes tipos de turbinas. (Fuente: IDAE)	8
2.2. Esquema de un aerogenerador de pequeña potencia. (Fuente: SolarPedia)	10
2.3. Amazon Aquacharger (Fuente: MARLEC)	12
2.4. Esquema del prototipo desarrollado por UEK. (Fuente: UEK)	13
2.5. Imagen de la turbina y del emplazamiento del Proyecto Cata Agua de la Universidad de Brasilia. (Fuente: Universidade de Brasilia).	14
2.6. Turbina Darrieus de AHS en talleres. (Fuente: AHS)	15
2.7. Sistema ENERMAR patentado por Ponte di Archimede. (Fuente: Ponte di Archimede)	16
2.8. Equipo de 5kW desarrollado por NewEnergy Corporation. (Fuente: NewEnergy Co.)	17
2.9.(a) Instalación de la turbina de ITDG en Iquitos, Perú. (Fuente: ITDG-Soluciones Prácticas) y (b) Turbina de río instalada en Colombia (Fuente: APROTEC)	18
2.10. Instalación de las turbinas de río en Santiago de Orellana, Ecuador. (Fuente: FEDETA)	18
3.1. Mapa de la división provincial del departamento de Cochabamba. (Fuente: Wikipedia)	20
3.2. Curva de carga diaria para el año 2010 (Año 0) (Fuente: Elaboración Propia)	27
3.3. Curva de carga por familia para el año 2010 (Año 0). (Fuente: Elaboración Propia)	29
3.4. Curva de carga diaria para el año 2020. (Fuente: Elaboración Propia)	30
3.5. Atlas eólico de Bolivia (Fuente: 3TIER)	34
3.6. Clasificación de los años hidrológicos (Fuente: IDAE)	36
3.7. Caudales mensuales del río Ichilo a su paso por puerto Villarroel (Fuente: Elaboración propia).	38
3.8. Perfil de velocidades en el cauce de un río (Fuente: INE, Instituto Nacional de Ecología)	39
3.9. Perfil transversal y distribución de velocidades en la sección del Río Amazonas en Obidos, Brasil. (Fuente: Ore-Hybam, Observatoire de Recherche en Environnement)	39
3.10. Sección de un río en un meandro. (Fuente: “Evolución Hidrológica del río Mamoré”)	40
3.11. Elección de la ubicación para la turbina de río (Fuente: Elaboración propia)	40
3.12. Profundidades medidas en el río Ichilo a su paso por Puerto Villarroel en el mes de Enero de 1996. (Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del SEMENA, Servicio de Mejoramiento a la Navegación Amazónica)	41
3.13. Velocidad media mensual del río Ichilo. (Fuente: Elaboración propia)	43
3.14. Velocidades mensuales corregidas del río Ichilo (Fuente: Elaboración propia)	44
3.15. Elección de la velocidad de diseño de la TAC. (Fuente: Elaboración propia)	44

4.1. Esquema para explicar la Ley de Betz. (Fuente: “Energía Eólica”)	47
4.2. Gráfica de \dot{E} respecto v_2/v_1 . (Fuente: Elaboración propia)	50
4.3. Esquema de un álabe (Fuente: “Energía Eólica”)	51
4.4. Fuerzas y ángulos sobre una sección cualquiera de un perfil aerodinámico. (Fuente: “Energía Eólica”).	52
4.5. Variación de Φ_{ideal} con la relación de radios para $\lambda=5$ (Fuente: Elaboración propia)	53
4.6. Fuerzas y ángulos sobre una sección del perfil. (Fuente: “Energía Eólica”)	54
4.7. Esquema de un dispositivo basado en el arrastre. (Fuente: Wikipedia)	56
4.8. Variación de C_L y C_D con el ángulo de ataque, α , para distintos valores del número de Reynolds en un perfil NACA 4415. (Fuente: Vanderbilt University)	58
4.9. Relación entre C_P y λ_0 dependiendo del tipo de máquina. (Fuente: “Energía Eólica”)	59
5.1. Esquema de la Turbina de Aprovechamiento Cinético (TAC). (Fuente: Elaboración propia)	60
5.2. Relación entre C_P y λ_0 dependiendo del tipo de máquina. (Fuente: “Energía eólica”)	61
5.3. Relación entre el coeficiente de potencia (C_P), la celeridad (λ_0) y el número de palas.(Fuente: “Energía Eólica”)	63
5.4. Relación entre C_P y λ_0 para distintos valores del ratio C_y/C_x .(Fuente: “Energía eólica”)	64
5.5. Características del perfil NACA 4412. Coeficientes de Sustentación ($C_y=C_L$) y de arrastre ($C_x=C_D$) respecto del ángulo de ataque, α . (Fuente: indoflyer.net)	65
5.6. Diámetro vs. Velocidad para 500W, 1kW y 2 kW. (Fuente: Elaboración propia).	67
5.7. Evolución del ángulo de paso con el radio. (Fuente: Elaboración propia)	71
5.8. Evolución de la cuerda respecto del plano medio con el radio del álabe. (Fuente: Elaboración propia)	72
5.9. Evolución del ángulo de paso con el radio para el caso teórico y el linealizado. (Fuente: Elaboración propia)	74
5.10. Evolución con el radio de la cuerda respecto al plano medio para el caso teórico y el linealizado. (Fuente: Elaboración Propia)	75
5.11. Esquema de la sección cualquiera de un perfil alar. (Fuente: Tecnología Energética)	75
5.12. Parámetros para la construcción de un perfil NACA 4412. (Fuente: “Energía Eólica”)	76
5.13. Correas y polea dentada (Fuente: “Transmisión por correas dentadas”)	86
5.14. Pantalla de resultados para el sistema de transmisión (Fuente: programa MITCalc)	89
5.15. Imágenes del Projeto Cata Agua de la Universidad de Brasilia. (Fuente: Universidad de Brasilia)	91
5.16. Esquema de la instalación de la turbina de río. (Fuente: ITDG-Soluciones Prácticas)	91
5.17. Esquema de un sistema de pantalanés para un puerto deportivo. (Fuente: Alfer Metal)	92

5.18. Esquema del sistema de anclaje y flotación, con nivel alto de agua y con nivel bajo. (Fuente: Elaboración propia)	93
5.19. Imagen de los rompehielos del Puente de San Carlos en Praga. (Fuente: www.shutterstock.com)	94
5.20. Esquema de la colocación de los equipos en paralelo. (Fuente: Elaboración propia)	95
6.1. Reparto de costes en la turbina según concepto (Fuente: Elaboración propia)	103
7.1. Vista del río Ichilo a su paso por Puerto Villarroel	105

Índice de Tablas

1.1. Cobertura del servicio eléctrico rural en el 2006 (Fuente: VMEEA)	3
3.1. Consumo energético promedio por familia. (Fuente: Cidar Oliva, en base a encuestas realizadas en el lugar)	22
3.2. Factores de Conversión de Energéticos tradicionales a Energía Eléctrica (Fuente: Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas)	23
3.3. Demanda energética mensual por familia. (Fuente: Elaboración propia)	24
3.4. Factores de simultaneidad del consumo (Fuente: Reglamento para Instalaciones Eléctricas interiores en Baja Tensión)	25
3.5. Factores de demanda (Fuente: Reglamento para Instalaciones Eléctricas interiores en Baja Tensión)	26
3.6. Planilla de Carga para el año 2010 (Año 0). (Fuente: Elaboración propia)	27
3.7. Datos de potencias y factor de carga para la demanda energética del año 2010 (Año 0). (Fuente: Elaboración Propia)	28
3.8. Consumos diarios y mensuales y Potencia instalada y máxima por categoría para el año 2010 (Año 0). (Fuente: Elaboración Propia)	28
3.9. Planilla de carga por familia para el año 2010 (Año 0). (Fuente: Elaboración Propia)	29
3.10. Planilla de carga para el año 2020 (Año 10). (Fuente: Elaboración Propia)	
3.11. Datos de potencias y factor de carga para la demanda energética del año 2020 (Año 10). (Fuente: Elaboración Propia)	31
3.12. Consumos diarios y mensuales y Potencia instalada y máxima por categoría para el año 2020 (Año 10). (Fuente: Elaboración Propia)	31
3.13. Potencias, factor de carga y consumos por familia para el año 2010 y el 2020. (Fuente: Elaboración propia).	31
3.14. Resultados de los métodos empleados para la proyección de la demanda. (Fuente: Elaboración propia)	33
3.15. Caudales medios mensuales del río Ichilo a su paso por Puerto Villarroel (1977 – 1993). (Fuente: Servicio Nacional de Hidrología y Metrología, SENHAMÍ)	38
3.16. Profundidades medidas en el río Ichilo a su paso por Puerto Villarroel en el mes de Enero de 1996. (Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del SEMENA, Servicio de Mejoramiento a la Navegación Amazónica)	41
3.17. Alturas máxima y mínima históricas mensuales de la lámina de agua del río Ichilo a su paso por Puerto Villarroel. (Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del SEMENA)	41
3.18. Velocidad mensual del río Ichilo a su paso por Puerto Villarroel (Fuente: Elaboración propia)	42
3.19. Velocidades mensuales corregidas del río Ichilo. (Fuente: Elaboración propia)	43
5.1. Valores de celeridad para máquinas de viento de eje horizontal (Fuente: eolic.org)	62
5.2. Valores del diámetro del rotor para distintos valores de la velocidad de la corriente para 500W, 1kW y 2kW. (Fuente: Elaboración propia)	67

5.3. Velocidad de giro del eje de la turbina en función de la velocidad de la corriente. (Fuente: Elaboración propia)	69
5.4. Ángulo de inclinación y de paso, y cuerda del álabe por sección. (Fuente: Elaboración propia)	70
5.5. Evolución de la cuerda con el radio. (Fuente: Elaboración propia)	71
5.6. Valores linealizados del ángulo de paso y cuerda. (Fuente: Elaboración propia)	74
5.7. Nube de puntos correspondiente al perfil NACA 4412. (Fuente: Airfoil Investigation Database)	77
5.8. Número de pares de polos necesarios para generación a 50 Hz en función de la velocidad de la corriente. (Fuente: Elaboración propia)	83
5.9. Frecuencia del voltaje generado dependiendo de la velocidad de la corriente. (Fuente: Elaboración propia)	84
5.10. Tipos de correas dentadas y pasos correspondientes. (Fuente: MITCalc)	88
5.11. Anchos normalizados de las correas. (Fuente: MITCalc)	89
5.12. Cálculo del número de equipos necesarios en función de la demanda energética. (Fuente: Elaboración propia)	96
Tabla 6.1. Coste del rotor (Fuente: Elaboración propia)	100
Tabla 6.2. Coste de la sujeción del rotor (Fuente: Elaboración propia)	100
Tabla 6.3. Coste de la transmisión (Fuente: Elaboración propia)	101
6.4. Coste del sistema de generador y variador de frecuencia (Fuente: Elaboración propia)	101
Tabla 6.5. Coste del sistema de flotación y anclaje (Fuente: Elaboración propia)	102
6.6. Coste total del equipo (Fuente: Elaboración propia)	102

1. Introducción

1.1 Antecedentes

La potencia hidroeléctrica instalada en todo el mundo asciende a 700 GW, lo que representa, aproximadamente, el 19% del total de la energía eléctrica producida. A gran escala, este tipo de producción de energía tiene un campo de expansión limitado, ya que en los países más desarrollados, la mayoría de los ríos importantes ya cuentan con una o más centrales y en los países en desarrollo los grandes proyectos pueden encontrarse con obstáculos de carácter económico, medioambiental o social. A menor escala, sin embargo, la generación de electricidad con minicentrales hidroeléctricas o sistemas como el que aquí se plantea, sí que ofrecen posibilidades de crecimiento, debido al abanico de caudales que todavía son susceptibles de ser aprovechados con los nuevos equipos y tecnologías.

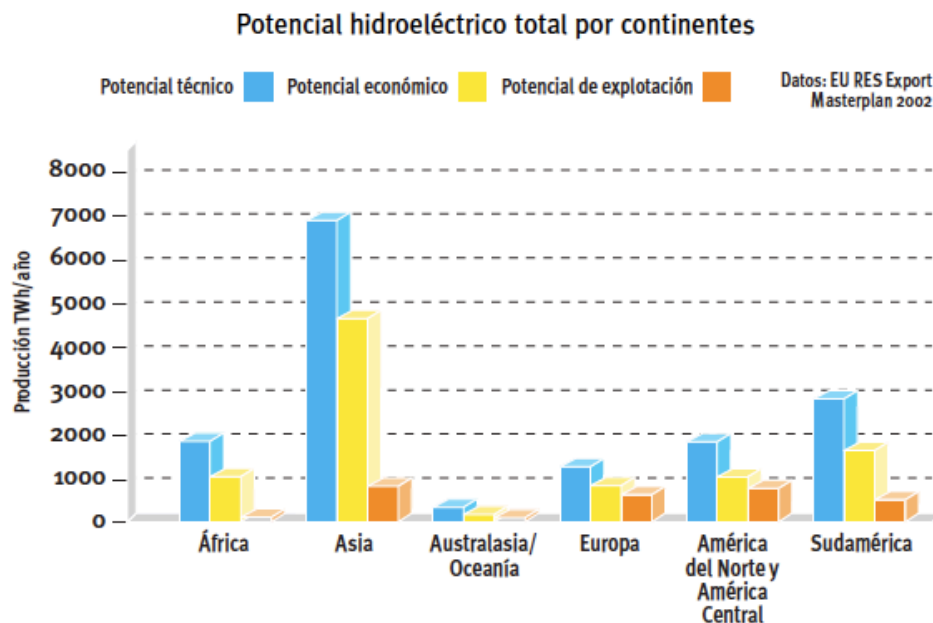


Fig. 1.1. Potencial hidroeléctrico total por continentes (Fuente: EU RES Export)

Bolivia cuenta con niveles relativamente elevados de potenciales energéticos tanto tradicionales como de energías alternativas. El hecho de que Bolivia cuente con las mayores reservas de Gas Natural de Sudamérica hace que la mayor parte de la energía empleada sea de este tipo, así como otros combustibles fósiles como diésel, gasolina o keroseno.

La instalación de grandes centrales hidroeléctricas (más de 10 MW) no resulta rentable ya que las centrales térmicas a gas natural tienen costos operativos más bajos y su tiempo de ejecución y puesta en marcha es más corto. Sin embargo, también existe un potencial todavía no utilizado en energías alternativas como son una gran densidad de viento y radiación en las zonas del altiplano o grandes recursos hidráulicos en los ríos que nacen en

las cordilleras y se dirigen hacia la amazonia y que en la actualidad sólo se utilizan en una mínima parte.

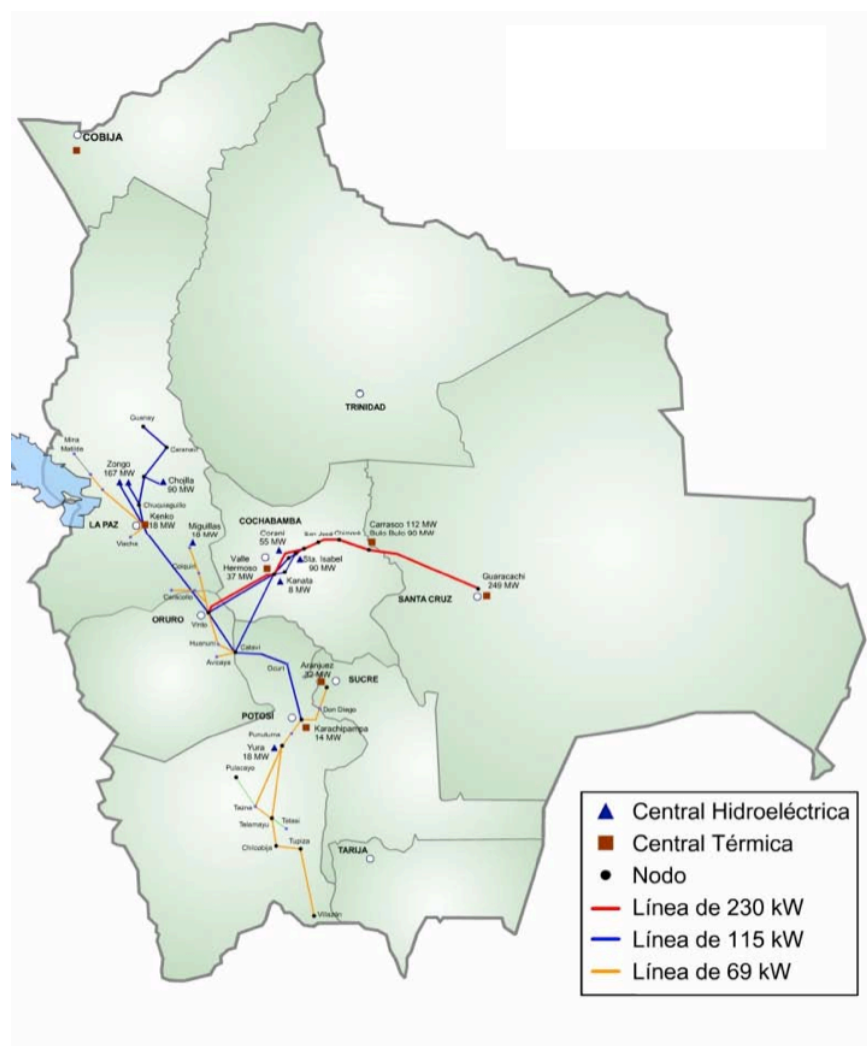


Fig. 1.2. Mapa del Sistema Interconectado Nacional (SIN). (Fuente: Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas, VMEEA)

En Bolivia el potencial bruto llega a los 334,100 MW, del cual es aprovechable 39,870 MW. En el año 2008 estaban en operación 478 MW, de lo que se concluye que solo el 1.1% del potencial aprovechable se emplea actualmente con fines de generación eléctrica. Existe por tanto un gran potencial desaprovechado, debido a que existen algunos obstáculos para aprovechar estos recursos. Estos son, principalmente, la alta dispersión poblacional, la falta de promoción de tecnologías adecuadas para las distintos tipos de recursos aprovechables y la ausencia de un programa nacional de apoyo a las iniciativas de aprovechamiento hidráulico a pequeña escala. La región de mayor concentración del recurso hidropotencial del país se encuentra en la vertiente este de la Cordillera Oriental, que se conoce como la cuenca amazónica.

En caso de proyectos de electrificación rural enfocados a comunidades alejadas de la red el Sistema Interconectado Nacional (SIN), y en el caso de que exista el potencial hídrico suficiente, lo más rentable suele ser instalar centrales hidroeléctricas de pequeña escala ya que con 1 kW de potencia instalada en el área rural de Bolivia, es posible satisfacer las demandas básicas domésticas de electricidad de dos o tres hogares.

Departamento	Hogares	Con elec.	%
Chuquisaca	70.601	15.232	21,6
La Paz	246.908	87.149	35.3
Cochabamba	162.643	67.558	41.5
Oruro	50.869	14.917	29.3
Potosí	129.458	30.105	23.3
Tarija	32.824	14.312	43.6
Santa Cruz	102.202	35.958	35.2
Beni	22.020	4.619	21,0
Pando	6.455	1.741	27,0
Bolivia	823.981	271.591	33,0

Tabla 1.1. Cobertura del servicio eléctrico rural en el 2006 (Fuente: VMEEA)

El área de la cuenca amazónica se caracteriza por su bajo acceso a la electricidad. Al Sistema Interconectado Nacional (SIN) no le resulta rentable realizar la conexión de las comunidades a la red debido a lo costoso de las obras y al bajo consumo eléctrico. Por ello es necesario encontrar sistemas de generación aislados que funcionen con una cierta regularidad de forma que suponga una alternativa al uso de combustibles fósiles. Como se puede apreciar en la *Fig.1.3.*, la mayor parte de los sistemas aislados funcionan con sistemas a diésel, lo que conlleva problemas de contaminación y dependencia. El sistema que se propone sería una alternativa muy recomendable desde el punto de vista medioambiental, aparte de conseguir la independencia de los hidrocarburos, cuyos precios tienen una evolución muy inestable en Bolivia, con los consiguientes problemas económicos que ello conlleva.



Fig. 1.3. Tecnología de Generación en los sistemas aislados. (Fuente: VMEEA)

En otros países donde el acceso a la electricidad en el medio rural también es difícil, se ha probado, junto con el uso de la energía fotovoltaica, solar térmica y eólica, el aprovechamiento del recurso hídrico mediante la instalación de pico turbinas con obra civil.

Sin embargo, los ríos de la cuenca amazónica, aunque caudalosos durante todo el año, se caracterizan por tener un desnivel prácticamente nulo, ya que recorren cientos de kilómetros hasta su desembocadura en el océano con apenas unos cientos de metros de desnivel. Estas características los hacen, por tanto, inviables para la instalación de centrales hidroeléctricas convencionales. Por ello en vez de utilizar la energía potencial del agua se plantea emplear la energía cinética.

1.2 Justificaciones

Una radiografía del entorno rural de Bolivia arroja como resultado la existencia de un gran número núcleos de población muy dispersos y con pocos habitantes. Esto hace que el acceso a la energía eléctrica en muchos de estos lugares sea todavía muy difícil. El SIN no está interesado en conectar a todas estas poblaciones a la red debido a su bajo consumo, su difícil acceso y la intermitencia de recursos económicos, que no permiten garantizar el pago de la mensualidad del consumo eléctrico.

La falta de este servicio básico se traduce en un bajo nivel de vida en estas poblaciones y crea una brecha de desarrollo entre estas comunidades y el resto del país. El suministro de energía eléctrica permitiría una mejora de sus condiciones de vida y repercutiría positivamente en diversos aspectos:

- La disponibilidad de electricidad haría innecesario los traslados para ir a comprar combustible o recargar baterías, lo que repercutiría en una mayor productividad.
- La iluminación permitiría aumentar las horas de trabajo productivo, además de ofrecer la posibilidad de emplear herramientas y maquinaria que funcionan conectadas a una fuente de energía eléctrica.
- En numerosos casos se ha encontrado que disponer de iluminación implica una mayor salubridad y por tanto un descenso de las enfermedades.
- Sería posible disponer de radios que facilitarían la conexión de la comunidad con otras comunidades y el resto del país, cerrando así la brecha de acceso a la información.

Conocidos los problemas que han existido anteriormente en la electrificación de pequeñas comunidades, es necesario diseñar un equipo que permita la generación de electricidad de una forma más o menos constante, a lo largo de las variaciones estacionales. En otros puntos del país se han llevado a cabo instalaciones fotovoltaicas y de aerogeneradores a nivel domiciliario, pero la abundante lluvia y la falta de viento en zonas selváticas hacen imposible la aplicación de estas dos tecnologías. Es por ello que es necesario buscar una alternativa que permita aprovechar el potencial energético existente en las zonas de la amazonía: el caudal de los ríos.

La realización de este proyecto de fin de carrera permite aplicar los conocimientos adquiridos a lo largo de la carrera a un problema real, y ofrecer una solución a las carencias existentes en muchas de las comunidades del entorno rural boliviano. La escasez de recursos económicos en las regiones donde se pretende implantar este sistema, hace que sea imprescindible que el diseño sea de un bajo coste, sin comprometer la durabilidad y calidad del equipo.

1.3 Objetivos

1.3.1 Objetivo general

Modelizar una turbina de aprovechamiento cinético (TAC) que sea apta para funcionar con las condiciones de trabajo que se dan en toda la cuenca amazónica, además de tener un coste relativamente bajo, y ser de sencillo montaje y mantenimiento.

1.3.2 Objetivos específicos

- Conocer el estado del arte de la tecnología. Tanto en los países andinos como en el resto del mundo.
- Conocer las características de los ríos de la cuenca amazónica boliviana.
- Proponer mejoras sobre los equipos ya existentes
- Realizar el cálculo y diseño de los componentes mecánicos de la turbina de aprovechamiento cinético (TAC).
- Diseñar o elegir el mecanismo de generación eléctrica
- Establecer el coste de fabricación del equipo.

2. Estudio de sistemas similares y productos en el mercado

2.1. Turbinas convencionales

2.1.1. Descripción de las turbinas

Una turbina es una máquina de fluido que permite transformar la energía del fluido que la atraviesa en movimiento rotativo de un eje. El fluido puede ser líquido (o comportarse como tal) como en las turbinas hidráulicas de las centrales hidroeléctricas, o gaseoso como en las turbinas de los aerogeneradores, las turbinas de vapor y las turbinas de gas.

Las turbinas constan de una o dos ruedas con paletas, denominadas rotor y estator, siendo la primera la que, impulsada por el fluido, arrastra el eje en el que se obtiene el movimiento de rotación.

2.1.2. Clasificación de las turbinas

(i) Atendiendo al modo de funcionamiento:

1. Turbinas de acción: Son de este tipo la turbina Pelton o la Turgo.
2. Turbinas de reacción: Como por ejemplo la turbina Francis.

(ii) Según la dirección de entrada del agua:

1. Axiales. Como las turbinas tipo Kaplan.
2. Radiales. Como la tipo Francis.
3. Tangenciales. Como la turbina Pelton.

(iii) Según el salto de agua empleado:

1. Salto alto. Son las turbinas empleadas en saltos de agua de más de 30 m. Son únicamente turbinas de acción como la Pelton y la Turgo.
2. Salto medio. Son las máquinas empleadas en saltos de entre 30 y 10 m. Se emplean tanto turbinas de acción (flujo cruzado, Pelton o Turgo) como de reacción (Francis).
3. Salto bajo. Son los equipos empleados para saltos de agua inferiores a 10 m. Se emplean turbinas de acción (de flujo cruzado) y de reacción (Propeller, Darius y Kaplan).

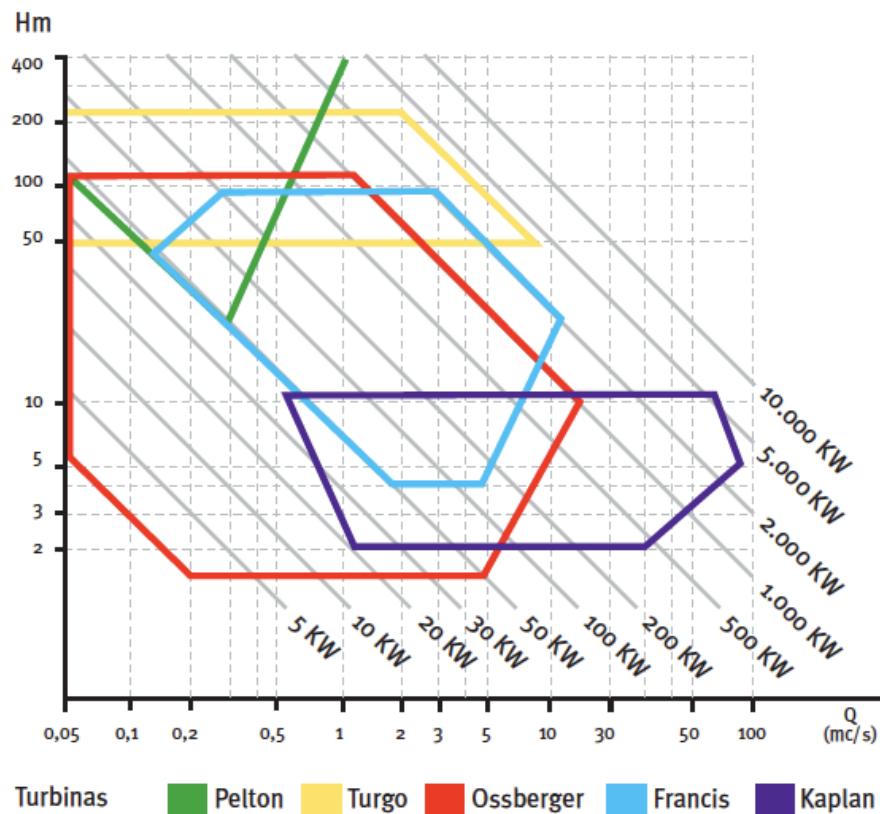


Fig. 2.1. Campo de utilización de los diferentes tipos de turbinas (Fuente: IDAE)

Analizando la Fig. 1.4., se concluye que los saltos requeridos por las turbinas convencionales (un mínimo de casi 2 m en la turbina Ossberger) son demasiado grandes para el emplazamiento elegido. Por ello se plantea la aplicación de los principios de las máquinas eólicas a la extracción de la energía cinética de la corriente.

2.2. Máquinas eólicas

2.2.1. Descripción de las máquinas eólicas

Un aerogenerador es una máquina que permite transformar la energía cinética del viento en energía mecánica que será empleada bien para la generación de electricidad bien para el bombeo de agua.

Los aerogeneradores constan de un rotor de una o más palas, unidas a un eje del que se obtiene el movimiento de rotación.

2.2.2. Clasificación de las máquinas eólicas

Dependiendo de la posición del eje de giro de los aerogeneradores respecto a la dirección del viento, los aerogeneradores se pueden clasificar en dos grandes grupos:

1. *Aerogeneradores de eje horizontal o HAWT (Horizontal Axis Wind Turbine)*. En estos modelos el eje de rotación es paralelo a la dirección del viento, de forma similar a la de los clásicos molinos de viento. Este tipo de aerogeneradores, a su vez, se pueden clasificar, según su velocidad de giro, en:

- Aerogeneradores lentos: En general, están constituidos por un número alto de palas, multipalas, que cubren casi toda la superficie del rotor. Poseen un elevado par de arranque, gracias al cual pueden ponerse en marcha incluso con velocidades de viento muy bajas. Su baja velocidad de rotación hace que sean poco útiles para la producción de electricidad, siendo su uso más frecuente para el bombeo de agua.
- Aerogeneradores rápidos: Presentan un par de arranque pequeño y requieren velocidades de viento del orden de 4 a 5 m/s para su puesta en marcha. La mayoría poseen tres palas y se utilizan para la producción de electricidad, a través de su acoplamiento con un alternador. Su gama de potencias es muy amplia, va desde modelos de 1 kW, usados en instalaciones autónomas, a modelos de gran potencia.
- Aerogeneradores de velocidad intermedia: Tienen entre 3 y 6 palas y sus prestaciones están comprendidas entre las correspondientes a los dos casos anteriores. Se utilizan cuando las condiciones de viento no son muy favorables y en general son de pequeña potencia. Su aplicación principal es en equipos autónomos para producción de electricidad.

2. *Aerogeneradores de eje vertical o VAWT (Vertical Axis Wind Turbine)*. En éstos el eje de rotación es perpendicular a la dirección del viento y existen dos diseños básicos:

- Tipo Savonius: Se compone de dos semicilindros de igual diámetro situados paralelamente al eje vertical de giro en el diseño original estaban separados una pequeña distancia el uno del otro. La fuerza que el viento ejerce en las caras de los cilindros (cara cóncava y cara convexa) es distinta, por lo que las hace girar alrededor del eje. Este sistema presenta buenas características aerodinámicas para el autoarranque y la autorregulación. Su campo de aplicación está en la producción autónoma de electricidad o el bombeo de agua.
- Tipo Darrieus: Están formados por dos o tres palas de forma ovalada de perfil aerodinámico y tienen características parecidas a las de eje horizontal, presentando un par de arranque muy pequeño. Su potencia es pequeña y, aunque su aplicación es similar a los aerogeneradores rápidos de eje horizontal, están poco implantados.

2.2.3. Partes constitutivas de los aerogeneradores de pequeña potencia

Teniendo en cuenta que el funcionamiento de la TAC se va a asimilar mucho al de un aerogenerador de pequeña potencia, es probable que tenga muchas de sus partes en común. Técnicamente las turbinas de bajo potencial eólico tienen una estructura similar a las grandes, solo que su diseño es más simple. Las partes de que consta un aerogenerador de eje horizontal (el más habitual) son: rotor, góndola, generador, multiplicador, sistema de control, sistema de orientación y torre.

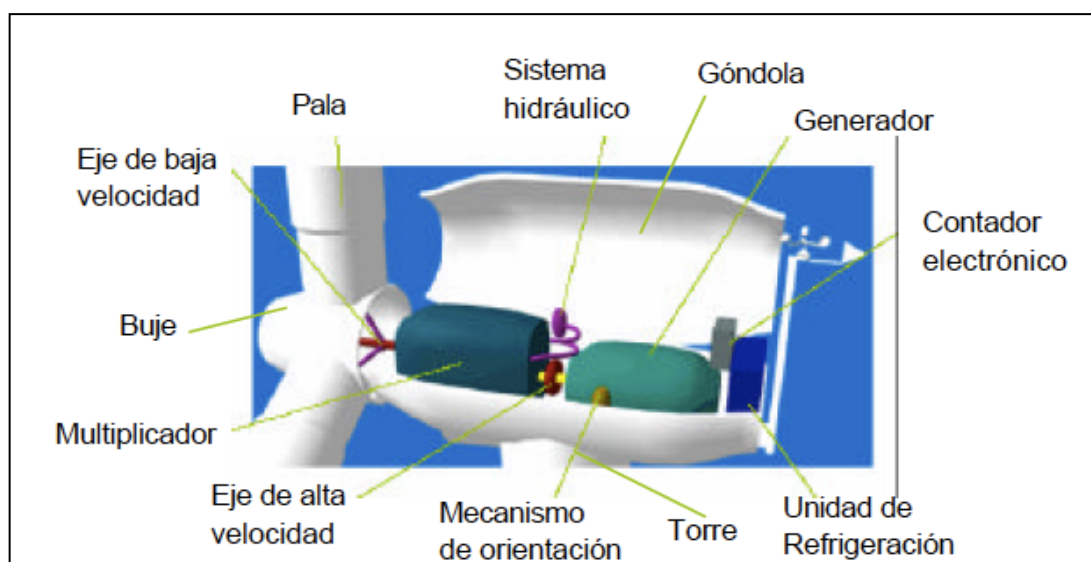


Fig. 2.2. Esquema de un aerogenerador de pequeña potencia. (Fuente: SolarPedia)

En la turbina existirán también las partes de rotor, generador y multiplicador. La torre se ve sustituida por un sistema de flotación y no es necesario un sistema de orientación, ya que la corriente circula siempre en una misma dirección.

2.3.Estado del arte

En este apartado se ha realizado una investigación para conocer la existencia de dispositivos similares al que se pretende diseñar, desarrollados hasta la fecha. Se ha tenido en cuenta tanto prototipos como sistemas instalados y en funcionamiento.

A pesar de que es un concepto prácticamente novedoso en España, actualmente, se están estudiando y ejecutando varios prototipos grandes de turbinas que extraen tanto la energía cinética de los ríos como de los mares, aprovechando tanto las corrientes como las mareas. Algunos de estos estudios se están llevando a cabo gracias a capital privado, mientras que en otros casos son iniciativas promovidas por los gobiernos. Sin embargo, la gran mayoría de las investigaciones son con equipos de pequeño tamaño y no se tiene demasiada información al respecto.

Técnicamente hablando, las TAC están aprovechando los beneficios de los avances en muchas tecnologías. Algunas de estas tecnologías son: el desarrollo de materiales compuestos de larga duración, generadores de bajas velocidades, avances en la construcción submarina, modelación por CAD/CAM, el descubrimiento de nuevos materiales resistentes a la corrosión y el desarrollo de la electrónica de potencia.

La tendencia general en las TAC es la eliminación de la caja de cambios, gracias a la utilización de generadores de bajas velocidades. La aplicación de esta tecnología resultará muy beneficiosa en la aplicación en los ríos ya que aumentará la eficiencia global del sistema y reducirá los costes de mantenimiento.

Aproximadamente, una tercera parte de las compañías está desarrollando modelos basados en las turbinas Darrieus mientras que el resto fabrica prototipos de turbina de flujo axial. La utilización de un tubo difusor está presente en al menos la mitad de los diseños. Se prevé que la utilización de los difusores se vaya incorporando en los diseños ya que las compañías desean implementar sus equipos en aguas cada vez más lentas.

Actualmente, los prototipos instalados de TAC son generalmente de un solo grupo. Sin embargo, varias compañías han instalado o están instalando “campos” con varios grupos. Gracias a la instalación de estos “campos” de TACs es posible estudiar y testar métodos para la integración de los generadores en el sistema (como por ejemplo la conectividad eléctrica, la conexión a la red o el control). Además será posible estudiar cual es la mejor configuración geométrica para los grupos en el campo. Esto permitirá también estudiar los efectos de las turbinas sobre el medio ambiente y la fauna, aunque todavía queda mucho por investigar.

2.3.1. Empresas y sus prototipos

La información recabada señala que se han desarrollado sistemas de aprovechamiento cinético que se pueden clasificar en dos grupos: turbinas de flujo axial y turbinas de flujo cruzado. Las turbinas de flujo axial son aquellas que aprovechan la energía cinética del agua situando el eje de la turbina paralelo a la dirección de la corriente. Su forma suele recordar a la de un aerogenerador convencional y pueden estar tanto libres como confinadas en un tubo difusor. Las turbinas de flujo cruzado tienen su eje situado de forma perpendicular a la corriente. Pueden ser tanto de tipo Savonius como Darrieus. A continuación se nombran algunas de las empresas punteras en el campo.

2.3.1.1. Turbinas de flujo axial

(i) MARLEC (Reino Unido)



Fig. 2.3. Amazon Aquacharger (Fuente: MARLEC)

Tecnología: MARLEC ha aunado su experiencia en el campo de las energías renovables y la fabricación de equipos con THROPTON ENERGY SERVICES para desarrollar un equipo que permita la carga de baterías. El Amazon AquaCharger es una turbina con un generador y un sistema de control diseñado para ser instalado en un barco y se vende como un kit. La turbina se sumerge en ríos o canales de una profundidad mayor a los 1.75 m y genera potencia para velocidades de la corriente que varían entre 0.45 y 1.5 m/s. El uso de un alternador de gran eficiencia y el diseño aerodinámico de las palas han conseguido que la velocidad de arranque de la turbina sea bastante baja, maximizando el potencial de aplicación a un amplio rango de corrientes. El sistema es simple de montar, desmontar y transportar para reubicarlo. El coste de operación es mínimo y puede funcionar todo el día sin necesidad de ser controlado.

Aplicaciones: El Amazon AquaCharger es útil para áreas donde grandes sectores de la población viven en comunidades dispersas en las orillas de ríos y canales. El producto permite crear estaciones de carga de baterías para servir a dichas comunidades.

Estado de desarrollo: El sistema es fabricado en kits por MARLEC y está disponible comercialmente.

(ii) UEK Corporation (EE.UU.)

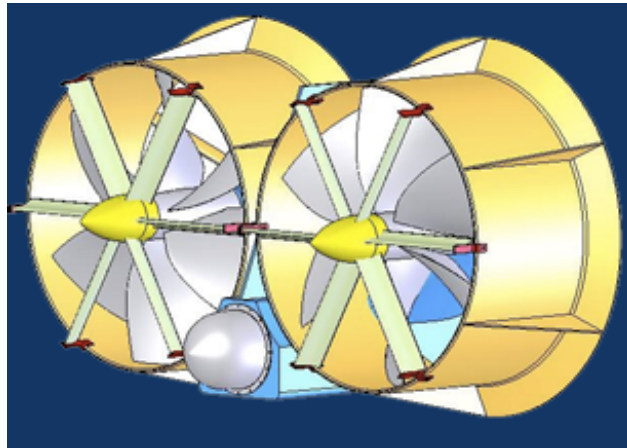


Fig. 2.4. Esquema del prototipo desarrollado por UEK.

Tecnología: El sistema emplea dos turbinas de flujo axial situadas una al lado de la otra. Cada turbina tiene cinco palas que mueven un único generador situado dentro de la nacelle. La carcasa que envuelve las dos turbinas está hecha de materiales compuestos. Las turbinas están situadas dentro de un tubo difusor que dirige y defleca el flujo de agua que atraviesa la turbina. Este difusor permite crear una zona de baja presión al final de la carcasa que “tira” del agua a través de las turbinas a una velocidad mayor que la del flujo libre. El equipo está diseñado de tal forma que flota totalmente sumergido y se une al lecho marino a través de un sistema de anclaje mediante un cable. Esto permite que la turbina flote dentro del agua como una cometa. El ángulo de ataque se controla mediante un sistema de lastre patentado. Manteniendo el equipo a una profundidad controlada, éste no se ve afectado por grandes olas o barcos navegando. Tiene también sistemas de control lateral que permiten mantener a la turbina dentro de la corriente.

Aplicaciones: La turbina ha sido diseñada para ser empleada en ríos y aprovechando las corrientes marinas. Existen diversos modelos con diámetros variando de 2 a 5 m. Operan en velocidades extremadamente bajas de 0.2 m/s.

Estado de desarrollo: UEK ha realizado pruebas de campo de al menos cinco configuraciones diferentes desde mediados de los años 80. Los test se realizaron tanto amarrando la turbina a un barco remolcador como en emplazamientos marinos. En el 2006 UEK alcanzó un acuerdo con ATEC Power Inc. para instalar y usar estos equipos en la costa atlántica de Canadá. También se llegó a un acuerdo con la Universidad de Manitoba para realizar el estudio de viabilidad de instalación de estos equipos en una zona costera de Manitoba. El proyecto evaluará el impacto, la fiabilidad y la operabilidad de una TAC de 60 kW.

(iii) Projeto Cata Agua. Universidad de Brasilia (Brasil)



Fig. 2.5. Imagen de la turbina y del emplazamiento del Projeto Cata Agua de la Universidad de Brasilia. (Fuente: Universidade de Brasilia)

Tecnología: Han desarrollado varios prototipos desde comienzos de los años 90 para estudiar la extracción de energía de los ríos de la cuenca amazónica brasileira. Se trata de una turbina tripala confinada en un conducto que permite acelerar el flujo para extraer mayor energía. La turbina tiene un sistema de anclaje a la orilla que permite extraer fácilmente el hidrogenerador para su mantenimiento. El generador se sitúa en la estructura de anclaje, fuera del agua. La última generación de turbinas desarrollada tiene un diámetro de 0.8 a 2 metros y permite generar hasta 5 kW con velocidades de 2 m/s.

Aplicaciones: Esta turbina, debido a su sistema de anclaje, ha sido específicamente diseñada para emplearla en ríos caudalosos, cuya profundidad aumenta rápidamente con la distancia a la orilla.

Estado de desarrollo: Se han probado varios prototipos desde principios de los 90 y actualmente se están instalando algunos de estos equipos en algunas localidades de la amazonía para generación de electricidad.

Otras empresas que están desarrollando trabajos en este campo son:

- Thropton Energy Services (Reino Unido)
- Clean Current Power Systems (Canadá)
- SwanTurbines (Reino Unido)
- Sabella (Francia)

2.3.1.2. Turbinas de flujo cruzado

(i) Alternative Hydro Solutions Ltd. (Canadá)

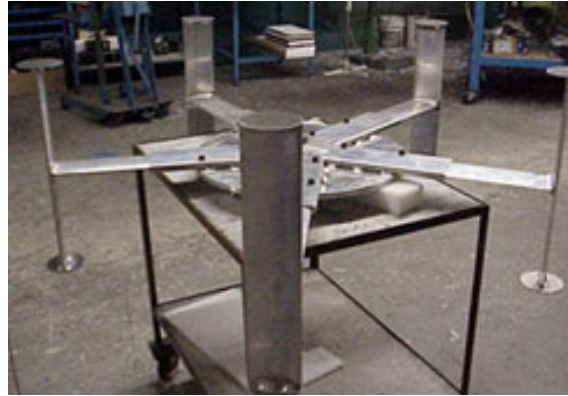


Fig. 2.6. Turbina Darrieus de AHS en talleres. (Fuente: AHS)

Tecnología: AHS ha construido pequeñas turbinas Darrieus en una aleación de aluminio extruido con una sección lo suficientemente fuerte como para soportar los esfuerzos a los que se encuentra sometida. Este material ofrece un excelente comportamiento frente a corrosión y tiene un muy buen acabado superficial. El eje está hecho de acero inoxidable y está sujeto mediante dos rodamientos. La potencia se transmite a una combinación de motor y engranajes mediante una unión flexible. Esto permite girar al motor a mayores revoluciones, incrementando la eficiencia y reduciendo las variaciones de par. Ofrecen diversas opciones dependiendo de los requerimientos del cliente. Se puede emplear un generador de imanes permanentes o un alternador *brushless*. La turbina está disponible en varios diámetros: 1.25 m, 1.5 m, 2.5 m, 3 y 6 m, en distintas longitudes.

Aplicaciones: AHS ha modificado la turbina para hacerla más adecuada para ríos más pequeños. El diámetro de la turbina es mayor que su altura, de forma que es posible colocarla en lugares poco profundos. Generalmente han instalado estas turbinas en pontones o pequeños barcos sin embargo, para pequeñas corrientes puede ser más rentable explorar otros sistemas como amarrar la turbina a una viga en levadizo o que cruza el río.

Estado de desarrollo: AHS es una de las pocas compañías que actualmente construye y vende equipos.

(ii) Ponti di Archimede S.P.A. (Italia)



Fig. 2.7. Sistema ENERMAR emplazado en el mar (Fuente: Ponte di Archimede)

Tecnología: El sistema ENERMAR usa una turbina Kobold modificada para ser empleada en el agua. La turbina Kobold es una turbina con un eje vertical con tres palas. Se suele montar en una boya y se amarra mediante cables a cuatro anclas.

Aplicación: La turbina ha sido diseñada para operar en ríos y con corrientes marinas y mareas.

Estado de desarrollo: Se llevaron a cabo pruebas en campo con un modelo pre-comercial de 6 metros de diámetro con palas de 5 metros de alto. Se instaló en el estrecho de Messina, en Italia en primavera de 2001. Generaba 25 kW con velocidades de corriente de 2.0 m/s. Actualmente la compañía está en proceso de identificar otros emplazamientos posibles en Europa.

(iii) New Energy Corporation, Inc. (Canadá)

Tecnología: La turbina desarrollada por NewEnergy Corporation es una turbina Darrieus disponible en dos configuraciones: alojada dentro de un conducto o directamente en el la corriente. La configuración libre tiene una turbina de 1.6 m de diámetro y 0.8 m de alto y requiere una velocidad mínima de 2 m/se para proporcionar potencia. La configuración con el conducto emplea una tubería de 3.0 m de ancho y 1.0 m de alto y reduce la velocidad mínima necesaria a 1.5 m/s. Basada en el diseño de la turbina de viento de tipo Darrieus, la turbina diseñada por New Energy es capaz de extraer entre el 40 y el 45% de la energía existente en el flujo. Una de las ventajas de este tipo de turbina es que puede capturar la energía cinética independientemente de su dirección. Esto permite capturar la energía del flujo y del refluo de las mareas. Además debido a la lenta velocidad de giro de sus palas, reduce la mortalidad de los peces. La compañía ofrece actualmente un modelo capaz de proporcionar hasta 5 kW y tiene planes de producir modelos capaces de generar hasta 25 kW.



Fig. 2.8. Imagen del equipo de 5kW desarrollado por NewEnergy Corporation. (Fuente: NewEnergy Co.)

Aplicación: La empresa productora está centrada básicamente en suministrar a poblaciones que se encuentran fuera de la red. Los equipos están pensados para suministrar electricidad a casas o pequeñas empresas situadas cerca de un río o zona costera con corrientes y que requieran una potencia mayor a 5 kW pero menor a 1 MW. La compañía también se plantea suministrar a poblaciones conectadas a la red donde existen obras civiles que permiten aprovechar la energía del agua como son canales de irrigación o presas.

Estado de desarrollo: La empresa New Energy Corporation actualmente fabrica y vende sus productos.

Otras empresas que están desarrollando trabajos en este campo son:

- Blue Energy Company (BEC) (Canadá)
- GCK Technology, Inc. (EE.UU.)
- Tidal Energy PTY Ltd. (Australia)

2.4. Experiencias llevadas a cabo en países de Latinoamérica

Proyectos similares al que se está desarrollando ya fueron llevados a cabo en Perú, Colombia y Ecuador, con resultados dispares. En los tres casos el tipo de turbina empleado fue de flujo axial tripala, aunque se emplearon diferentes perfiles alares, alternadores y tipo de transmisión.

En Perú el proyecto fue ejecutado por Soluciones Prácticas-ITDG en una comunidad de la selva amazónica peruana. Se empleó un perfil NACA 4412 linealizado para la fabricación de los álabes. Estos fueron construidos con fibra de vidrio y resina. Se realizaron pruebas tanto con un generador de imanes permanentes como usando un motor como generador. El alternador de imanes permanentes arrojó mejores resultados. Los problemas experimentados en los equipos instalados se debieron a la bajada en el nivel del río.

En Colombia el proyecto fue llevado a cabo por APROTEC. Se instalaron tres generadores en el valle del Cauca, de los cuales solo uno se encuentra actualmente en funcionamiento. Cuando el equipo se encuentra en funcionamiento, los álabes se encuentran totalmente sumergidos, al contrario que en el caso de Ecuador y Perú. Los problemas experimentados se debieron al generador y a la disposición que tenía la turbina sobre la plataforma flotante.

En Ecuador el proyecto fue desarrollado conjuntamente por ISF y FEDETA (Federación Ecuatoriana de Tecnología apropiada) en una comunidad próxima a Santiago de Orellana. Se instalaron tres turbinas en paralelo con un banco de baterías y la implementación de una microrred. En este momento el proyecto tampoco funciona debido a problemas con la rotura de álabes, roturas en la guía de la balsa y falta de agua en el río.



(a)



(b)

Fig. 2.9. (a) Instalación de la turbina de ITDG en Iquitos, Perú. (Fuente: ITDG-Soluciones Prácticas) y (b) Turbina de río instalada en Colombia (Fuente: APROTEC)



Fig. 2.10. Instalación de las turbinas de río en Santiago de Orellana, Ecuador. (Fuente: FEDETA)

2.4.1. Problemas encontrados en los equipos instalados

De la experiencia en estos países se extrajeron diversas conclusiones que habrá que tener en cuenta a la hora de desarrollar este proyecto:

- (a) Es necesario determinar bien la ubicación del sistema en el río, ya que muchos de los problemas derivan del mal posicionamiento de la turbina.
- (b) Sería conveniente trabajar con los álabes completamente sumergidos y a ser posible con el eje horizontal.
- (c) Se podría considerar elevar el número de polos en el generador y comprar imanes con la geometría exacta que permita un mayor aprovechamiento del espacio.
- (d) Es necesario cuidar el diseño de la estructura flotante donde irá colocada la turbina.

3. Información de la zona del proyecto

3.1. Introducción

El dispositivo que se va a diseñar tiene objeto de abastecer las necesidades de electricidad de una comunidad de pequeño tamaño de la cuenca amazónica boliviana. De todas formas este sistema pretende ser extrapolable a cualquier comunidad que se encuentre en la proximidad de un río que tenga las características necesarias para la implantación del equipo. Uno de los objetivos del equipo es que sea posible situarlo en paralelo con tantas unidades como sea necesario para satisfacer las necesidades de la comunidad. Esta característica sería también de gran utilidad cuando la comunidad crezca o cuando su consumo eléctrico aumente.

A pesar de la vocación universal del equipo, sería conveniente contar con los datos de una comunidad tipo, para prever cuál sería el consumo y adecuar el diseño del sistema a éste. Gracias a la información aportada por CINER, se cuenta con los datos de una comunidad de la cuenca amazónica boliviana llamada Santa Isabel.

3.2. Ubicación de la población de Santa Isabel

Santa Isabel se encuentra en el Departamento de Cochabamba, provincia de Carrasco, sección cuarta (Chimoré), a aproximadamente 195 km de la capital departamental.



Fig. 3.1. Mapa de la división provincial del departamento de Cochabamba. (Fuente: Wikipedia).

Geográficamente, está situada a 16°50'40'' de latitud sur y 64°45'40'' de longitud oeste, a una altura aproximada de 235 m.s.n.m., en una extensa llanura de bosque subtropical húmedo. Tiene un clima cálido con una temperatura máxima de 39°C y una mínima de 11°C. Los principales ríos que atraviesan la zona son: Chapare, Ichilo, Chimoré e Icericima. Santa Isabel se encuentra en la margen izquierda del río Ichilo, siendo éste la única vía de acceso.

3.3. Características de la población

Los datos con los que se cuenta fueron recabados en el año 2002, por lo que habrá que realizar una proyección de población para estimar la población que tiene en la actualidad.

El año 2002, la población era de 110 habitantes distribuidos en 19 familias. La tasa de crecimiento para la provincia de Carrasco es del 4.2%, según los datos del INE boliviano en el censo efectuado en el año 2001. Con tales datos se emplea un método geométrico para conocer la población actual:

$$P_f = P_a \cdot \left(1 + \frac{i}{100}\right)^t \quad (3.1)$$

Donde

P_f : Población futura

P_a : Población actual

i : tasa de crecimiento

t : periodo de crecimiento

Para este caso: $P_a = 110$; $i = 4.2$; $t = 8$ años.

Por tanto en el año 2010:

$$P_{2010} = 110 \cdot \left(1 + \frac{4.2}{100}\right)^8 = 152.8 \approx 153 \text{ habitantes}$$

$$F_{2010} = 19 \cdot \left(1 + \frac{4.2}{100}\right)^8 = 26.4 \approx 27 \text{ familias}$$

La población estimada será de $P_{2010} = 153$ habitantes, distribuidos en 27 familias.

Aparte de los domicilios familiares, el poblado de Santa Isabel cuenta con una unidad educativa rural y una posta sanitaria.

3.4. Estudio de la demanda energética

Los requerimientos de energía eléctrica se determinan a partir de la demanda máxima por consumidor y tomando en cuenta períodos de funcionamiento, así como el factor de demanda que se aplica a la potencia instalada y para de esta manera obtener la potencia máxima empleada. Los valores que se utilizan para el factor de demanda dependen del porcentaje de utilización de la carga instalada.

Para elaborar la curva de carga tendremos en cuenta el consumo energético que podría tener una familia tipo y a esto sumaremos el consumo de la escuela y de la posta sanitaria. Los requerimientos de demanda se obtuvieron en base a encuestas realizadas en la zona. Se realizaron encuestas tanto a nivel comunal como familiar.

3.4.1. Fuentes y usos de la energía en la zona

Las encuestas realizadas mostraron que la totalidad de la población emplea la leña como fuente de energía básica para la cocción de alimentos y la calefacción del hogar. En lo que se refiere a la iluminación y comunicación, el uso de energéticos es variado, empleando para ello mecheros de keroseno, velas y linternas a pilas. El costo promedio por mes por familia asciende a 38 Bs. y en el caso de compra de leña a 78 Bs.

En cuanto a los servicios generales, la posta de salud cuenta con una radio transmisora para la comunicación y una pequeña nevera para la conservación de vacunas. En el momento de realizar las encuestas ambos equipos se encontraban fuera de uso por falta de una fuente energética

Fuente	Iluminación y Comunicación		Cocina	
	Cantidad/mes	Bs/mes	Cargas/mes	Bs/mes
Velas	12 unidades	6		
Keroseno	5 L.	20		
Pilas	8 pilas	12		
Leña*			8	40
Total		38		40

(*) En caso de compra de leña

Tabla 3.1. Consumo energético promedio por familia (Fuente: Cidar Oliva, en base a encuestas realizadas en el lugar)

3.4.2. Estimación de la demanda energética

El suministro de energía eléctrica tiene como objeto mejorar las condiciones de vida del beneficiario, ofertando energía para uso doméstico y productivo con un servicio confiable durante todo el año. Por este motivo, es necesario tener una idea clara del estado energético actual de la población, además de otros factores como son: la situación económica y productiva y las perspectivas de desarrollo, ya que la energía eléctrica no trae solamente beneficios para los usuarios sino también obligaciones como son el pago de la factura eléctrica y el mantenimiento de los equipos.

Para cuantificar la demanda, ésta se ha dividido por categorías dependiendo del uso que se le dé:

- Categoría residencial
- Categoría general

3.4.2.1. Categoría residencial

En esta categoría se engloba la utilización de energía eléctrica por parte de las familias con fines de iluminación y utilización de pequeños electrodomésticos y aparatos como cargadores de pilas y de móvil, televisión o equipos de música.

En base a las encuestas llevadas a cabo, se puede afirmar que esta categoría es la más importante, por el consumo que implica. Las necesidades energéticas insatisfechas llegan prácticamente al 100%.

Establecido el origen y el consumo en energéticos tradicionales, se emplearán factores de conversión para conocer su equivalente en energía eléctrica (kWh). Estos factores de conversión han sido establecidos por el Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas (VMEEA), dependiente del Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Elemento	Velas(unidad)	Keroseno (litros)	Leña (kg.)	Diesel (litros)	Gas (kg)	Pilas (unidad)	Batería (unidad)
Equivalente unitario de EE [kwh/unidad]	0.045	0.8	4.07	3.165	0.29	0.056	0.192

*Tabla. 3.2. Factores de Conversión de Energéticos tradicionales a Energía Eléctrica
(Fuente: Viceministerio de Electricidad y Energías Alternativas)*

Empleando los factores de conversión anteriores, la demanda energética mensual por familia sería:

Fuente (Cantidad)	Factor	Total (kWh)
Velas (12)	0.045	0.54
Keroseno (5 litros)	0.8	4
Pilas (8 unidades)	0.056	0.448
TOTAL		4.998

Tabla 3.3. Demanda energética mensual por familia. (Fuente: Elaboración propia)

Si el consumo mensual por familia es de 4.998 kWh al mes, entonces el consumo anual será:

Consumo anual [kWh]=4.998 kWh/mes · 12 meses = 59.856 kWh/año \approx 60 kWh/año

Como se puede comprobar, la cantidad de energía empleada es muy poca, y la instalación del equipo cubriría, previsiblemente, la demanda.

Teniendo en cuenta las dimensiones de las casas en las comunidades rurales de la amazonia boliviana y experiencias anteriores llevadas a cabo por CINER, la instalación eléctrica en cada domicilio incluirá:

- Tres puntos de luz para bombillas de bajo consumo
- Dos tomas de corriente para conexión de electrodomésticos de pequeña potencia como pequeños televisores, radios, cargador de móvil, cargador de pilas... etc.

3.4.2.2. Categoría general

Dentro de esta categoría se encuentra la unidad educativa y la posta sanitaria. En base a las encuestas realizadas y a la experiencia de campo se determina que la demanda en la categoría general sería la siguiente:

- En la escuela se precisaría de bombillas para el aula y para la residencia del profesor. En total se precisarían cuatro bombillas para la clase y tres para el domicilio del profesor.
- En la posta sanitaria se precisaría de energía para alimentar la nevera de las vacunas e iluminación para la sala de consultas y el despacho del doctor.

3.4.3. Curva de carga

La demanda de energía se ha establecido considerando un uso racional y eficiente de la energía. El suministro de la energía eléctrica para la comunidad de Santa Isabel se enmarca dentro de dos categorías: categoría residencial y categoría general. En ambos grupos el uso de la energía se destina a iluminación y funcionamiento de electrodomésticos.

De acuerdo a las costumbres de los habitantes de las comunidades rural, hay que prever que tardarán un tiempo en adaptarse a las prestaciones que aportan los equipos, y que por tanto el uso de la electricidad no será igual que el de las sociedades más electrificadas.

Para determinar la demanda será preciso conocer, además de los equipos instalados, el factor de simultaneidad y el factor de demanda.

El factor de simultaneidad es la relación entre la totalidad de la potencia instalada o prevista, para un conjunto de instalaciones o de máquinas, durante un período de tiempo determinado, y las sumas de las potencias máximas absorbidas individualmente por las instalaciones o por las máquinas.

Número de domicilios/equipos	Coeficientes de simultaneidad	
	Electrificación mínima y media	Electrificación elevada
2 a 7	1	0.8
7 a 15	0.8	0.7
16 a 25	0.6	0.5
Más de 25	0.5	0.4

Tabla 3.4. Factores de simultaneidad del consumo (Fuente: Reglamento para Instalaciones Eléctricas interiores en Baja Tensión)

Tomando en cuenta los factores de simultaneidad del consumo, presentados en la Tabla, y dado que la comunidad es de 27 familias y que la electrificación es mínima, el coeficiente de simultaneidad de la iluminación y radio será de 0.5. Para calcular el coeficiente de simultaneidad de uso de los televisores, se prevé que se instalarán 7 aparatos en la comunidad. Con estos datos, el coeficiente de simultaneidad para estos equipos será de 1.

El cálculo del factor de simultaneidad de las instalaciones incluidas en la categoría general, la escuela y la posta médica, se realiza aparte. Dado que en ambos casos solo hay una instalación de cada tipo, el factor de simultaneidad será de uno.

→ Factor de simultaneidad categoría residencial: Iluminación y radio: 0.5

Televisión: 1

→ Factor de simultaneidad categoría general: 1

Potencia Instalada	Factor de Demanda
Los primeros 3000 W	1
De 3001 a 8000W	0.35
8000 W o más	0.25

Tabla 3.5. Factores de demanda (Fuente: Reglamento para Instalaciones Eléctricas interiores en Baja Tensión)

Según el “Reglamento para Instalaciones Eléctricas interiores en Baja Tensión” de la Sociedad de Ingenieros de Bolivia, los niveles de consumo mínimo permiten la utilización de iluminación, refrigerador, plancha eléctrica, radio, televisor y pequeños artefactos electrodomésticos. El proyecto tiene en mente satisfacer la demanda eléctrica con el uso de esos aparatos, por tanto la previsión de demanda máxima se sitúa en 3000 W. Teniendo en cuenta la *Tabla 3.5.* la potencia instalada se verá afectada por un factor de 1.

→ Factor de demanda de la instalación: 1

Los equipos para los que se ha dimensionado la instalación eléctrica tienen las siguientes características:

- Bombillas de bajo consumo de 20 W.
- Radios de 20 W.
- Televisores de 72 W
- Nevera de 180 W.

Será de gran importancia indicar a los beneficiarios la capacidad máxima que puede soportar la instalación e insistir en el hecho de que los equipos conectados no pueden superar el máximo permitido.

Uso final	NºPuntos o usuarios	P.unit instalad a (W)	Factor simultaneida d	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Categoría Residencial																											
Iluminación doméstica	27	60	0.5					0.8	0.8	0.8				0.8	0.8	0.8					0.8	0.8	0.8	0.8			
Radio	27	20	0.5						0.2 7	0.2 7	0.2 7	0.2 7	0.2 7	0.2 7	0.2 7						0.27	0.27	0.27	0.27			
Televisor	3	72	1																		0.21 6	0.21 6	0.21 6	0.21 6			
Total categoría residencial (kW)				0	0	0	0	0.8	1.0 7	1.0 7	0.2 7	0.2 7	0.2 7	1.0 7	1.0 7	0.8	0	0	0	0	1.28 6	1.28 6	1.28 6	1.28 6	0	0	0
Categoría General																											
<i>Escuela</i>	1																										
Aulas	1	80	1								0.0 8	0.0 8	0.0 8	0.0 8	0.0 8	0.0 8	0.0 8	0.0 8	0.0 8	0.0 8	0.08						
Casa Profesor	1	60	1					0.0 6	0.0 6	0.0 6	0.0 6										0.06	0.06	0.06	0.06			
<i>Posta Médica</i>																											
Iluminación	1	40	1							0.0 4	0.0 4	0.0 4	0.0 4	0.0 4	0.0 4	0.0 4	0.0 4	0.0 4	0.0 4	0.0 4	0.04						
Nevera	1	180	1	0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.18	0.18	0.18	0.18	0.1 8	0.1 8	0.1 8
Total categoría general (kW)				0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.2 4	0.2 4	0.2 8	0.3 6	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.36	0.24	0.24	0.24	0.1 8	0.1 8	0.1 8
Total Potencia kW				0.1 8	0.1 8	0.1 8	0.1 8	1.0 4	1.3 1	1.3 5	0.6 3	0.5 7	0.5 7	1.3 7	1.3 7	1.1	0.3	0.3	0.3	0.3	1.64 6	1.52 6	1.52 6	1.52 6	0.1 8	0.1 8	0.1 8

Tabla 3.6. Planilla de Carga para el año 2010 (Año 0). (Fuente: Elaboración propia)

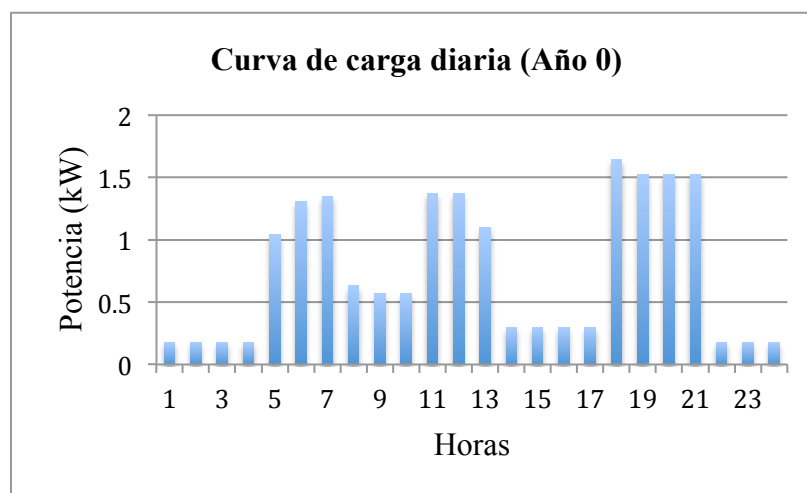


Fig. 3.2. Curva de carga diaria para el año 2010 (Año 0). (Fuente: Elaboración Propia)

Potencia total consumida diariamente (Categoría Residencial + Categoría general), en kW	17.994
Potencia total instalada, en kW	2.736
Potencia media, en kW	0.528
Potencia máxima, en kW	1.646
Factor de carga	32.11%

Tabla 3.7. Datos de potencias y factor de carga para la demanda energética del año 2010 (Año 0). (Fuente: Elaboración Propia)

	Consumo diario (kWh/día)	Consumo mensual (kWh/mes)	Potencia instalada (kW)	Potencia máxima (kW)
Categoría Residencial (por familia)	0.438	13.14	0.08 0.152 (si tienen televisor) media: 0.088	0.047
Categoría Residencial	11.834	355.02	2.376	1.286
Categoría General	6.16	184.8	0.36	0.36
TOTAL	17.956	538.68	2.736	1.646

Tabla 3.8. Consumos diarios y mensuales y Potencia instalada y máxima por categoría para el año 2010 (Año 0). (Fuente: Elaboración Propia)

	Potencia	Horas																							
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Iluminación doméstica	60					60	60	60				60	60	60					60	60	60	60			
Radio	20						20	20	20	20	20	20	20						20	20	20	20			
Televisor	72																		72	72	72	72			
Total sin televisor (W)		0	0	0	0	60	80	80	20	20	20	80	80	60	0	0	0	0	80	80	80	80			
Total categoría residencial (W)		0	0	0	0	60	80	80	20	20	20	80	80	60	0	0	0	0	152	152	152	152	0	0	0

Tabla 3.9. Planilla de carga por familia para el año 2010 (Año 0). (Fuente: Elaboración Propia)

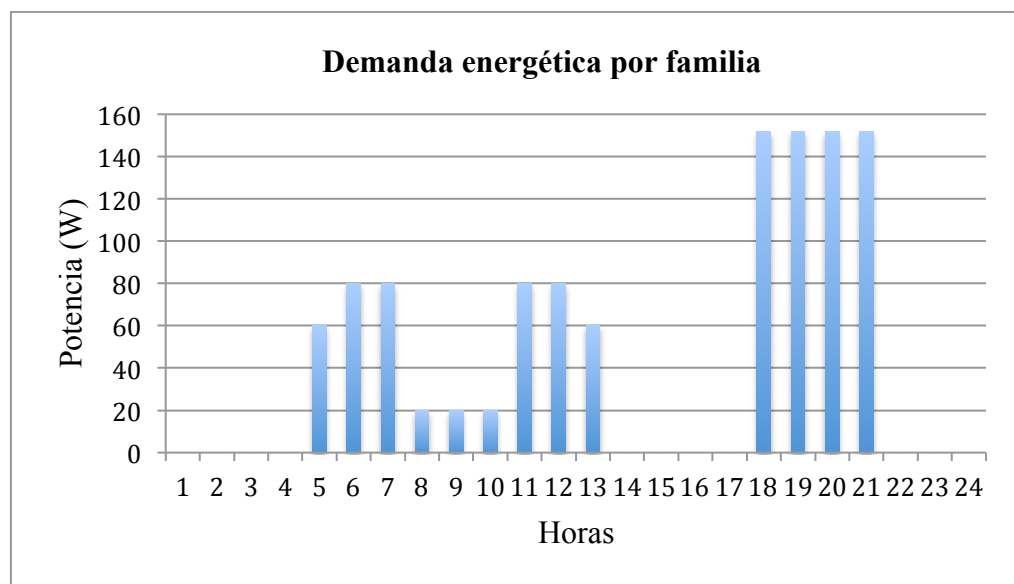


Fig. 3.3. Curva de carga por familia para el año 2010 (Año 0). (Fuente: Elaboración Propia)

Uso final	Puntos	Punit	Factor sim.	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Categoría Residencial																											
Iluminación doméstica	40	60	0.5					1.2	1.2	1.2				1.2	1.2	1.2					1.2	1.2	1.2	1.2			
Radio	40	20	0.5						0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40	0.40						0.40	0.40	0.40	0.40			
Televisor	15	72	1																		1.080	1.080	1.080	1.080			
Total categoría residencial (kW)				0	0	0	0	1.2	1.6	1.6	0.4	0.4	0.4	1.6	1.6	1.2	0	0	0	0	2.68	2.68	2.68	2.68	0	0	0
Categoría General																											
Escuela	1																										
Aulas	1	80	1								0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08						
Casa Profesor	1	60	1					0.06	0.06	0.06	0.06										0.06	0.06	0.06	0.06			
Posta Médica																											
Iluminación	1	40	1							0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04						
Nevera	1	180	1	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18	0.18
Total categoría general (kW)				0.18	0.18	0.18	0.18	0.24	0.24	0.28	0.36	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30	0.36	0.24	0.24	0.24	0.18	0.18	0.18
Total Potencia kW				0.18	0.18	0.18	0.18	1.44	1.84	1.88	0.76	0.70	0.70	1.90	1.90	1.50	0.30	0.30	0.30	0.30	3.04	2.92	2.92	2.92	0.18	0.18	0.18

Tabla 3.10. Planilla de carga para el año 2020 (Año 10). (Fuente: Elaboración Propia)

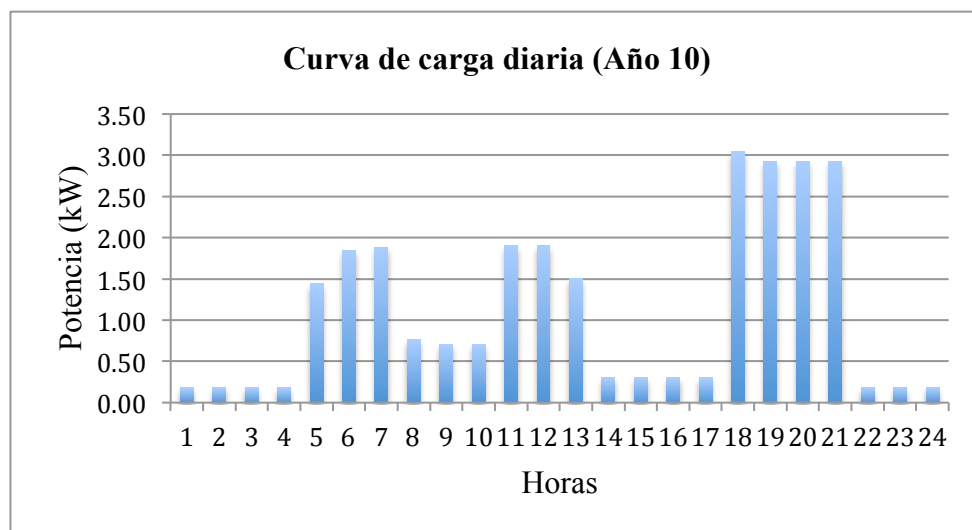


Fig. 3.4. Curva de carga diaria para el año 2020 (Fuente: Elaboración propia)

Potencia total consumida diariamente (Categoría Residencial+Categoría general), en kW	26.88
Potencia total instalada, en kW	4.64
Potencia media, en kW	0.654
Potencia máxima, en kW	3.04
Factor de carga	21.52%

Tabla 3.11. Datos de potencias y factor de carga para la demanda energética del año 2020 (Año 10). (Fuente: Elaboración Propia)

	Consumo diario (kWh/día)	Consumo mensual (kWh/mes)	Potencia instalada (kW)	Potencia máxima (kW)
Categoría Residencial (por familia)	0.7674	23.022	0.08 0.152 (si tienen televisor) media: 0.107	0.1
Categoría Residencial	20.72	621.6	4.28	2.68
Categoría General	6.16	184.8	0.36	0.36
TOTAL	26.88	806.4	4.64	3.04

Tabla 3.12. Consumos diarios y mensuales y Potencia instalada y máxima por categoría para el año 2020 (Año 10). (Fuente: Elaboración Propia)

	Año 0 (2010)			Año 10 (2020)		
	Con televisor (3 familias)	Sin Televisor (24 familias)	Media (27 familias)	Con televisor (15 familias)	Sin Televisor (25 familias)	Media (40 familias)
Pot. Instalada por familia (W)	152	80	88	152	80	107
Potencia media (W)	67.718	55.58	56.93	67.718	55.58	60.13
Potencia máxima (W)	152	80	88	152	80	107
Factor de carga	44.55%	69.48%	66.71%	44.55%	69.48%	60.13%
Consumo diario (kWh/día)	1.108	0.82	0.852	1.108	0.82	0.928
Consumo mensual (kWh/mes)	33.24	24.6	25.56	33.24	24.6	27.84

Tabla 3.13. Potencias, factor de carga y consumos por familia para el año 2010 y el 2020. (Fuente: Elaboración propia).

3.4.4. Estimación de la demanda total y su proyección

Para la elaboración de las curvas de carga del 2020 (Año 10), se ha tenido que efectuar una estimación de la demanda futura. Para ello se pueden usar dos métodos muy empleados en los proyectos de electrificación rural: el PPL (Projekt Planung Lauterjung) y el método de la REA (Rural Electrification Administration). El primer método considera el número de usuarios, período de utilización y factor de simultaneidad, mientras que el segundo se basa en el número de usuarios y consumo específico.

Para la población de Santa Isabel se considera que en el primer año se dará cobertura al 100% de la población, decisión tomada en base a las siguientes consideraciones:

- En Santa Isabel existe predisposición de contar con servicio eléctrico confiable y hay deseo de mejorar la calidad de vida.
- La población tiene capacidad de pago, por lo que todos los comunarios estarían en situación de conectarse al sistema.
- En esta población todas las familias están concentradas en un único punto, lo que facilita la conexión.

Sin embargo, en otras poblaciones podría no darse este conjunto de circunstancias y puede que no toda la población estuviera dispuesta a conectarse al suministro eléctrico. Además la población es previsible que crezca y está comprobado que una vez que las comunidades acceden al sistema eléctrico, su consumo eléctrico crece. Por ello es muy importante diseñar un sistema modular que permita añadir más equipos para ir satisfaciendo la demanda creciente.

La estimación de proyección de la demanda es muy importante para optimizar el diseño de la turbina, de forma que esta siga siendo de utilidad pasado un periodo de años, en este caso 10.

En ambos métodos los siguientes factores tienen una influencia determinante sobre el desarrollo de la demanda:

- Poder adquisitivo de los habitantes
- Aceptancia por parte de la población
- Disponibilidad de alternativas energéticas y sus costos
- Seguridad y fiabilidad de funcionamiento del equipo
- Movimientos migratorios
- Crecimiento de la población
- Modificaciones en el sistema comercial o agropecuario

Para la proyección de la demanda se deben aplicar los dos siguientes conceptos:

1. Aceptar como propia la información disponible procedente de otras regiones o comunidades electrificadas con condiciones similares.
2. Estimar para cada grupo de consumidores la proyección de la demanda de electricidad, por un lado considerando la carga máxima y por otro, el factor de carga.

El desarrollo de ambos métodos se encuentra en el ANEXO II.

3.4.5. Resultados

Los resultados obtenidos mediante la aplicación de ambos métodos son los siguientes:

	Año de inicio (2010)	Año 10 (2020)
Método REA	1.606 kW	Método inservible
Método PPL	1.855 kW	3.29 kW

*Tabla 3.14. Resultados de los métodos empleados para la proyección de la demanda.
(Fuente: Elaboración propia)*

Para evitar posibles errores, se tomará el valor más alto en ambos casos, de forma que aseguremos el suministro eléctrico en todo caso. Por tanto los valores de demanda eléctrica con los que se trabaja serán:

- Para el año de inicio, 2010, un requerimiento de potencia de 1.855 kW.
- Para el año diez del proyecto, 2020, el requerimiento de potencia será de 3.29 kW.

Para el cálculo del número de equipos necesarios se tomarán, por tanto, estos datos.

3.5. Estudio hidrológico del río Ichilo

A la hora de diseñar la TAC será necesario contar con información acerca del potencial energético que se va a aprovechar, en este caso la energía cinética de los ríos.

En una central hidroeléctrica convencional, la potencia es proporcional a la altura del salto y al caudal turbinado, pero en este caso, al tratarse de una turbina de “caída cero” será necesario conocer el caudal y el perfil del río. Por tanto es muy importante determinar correctamente estas variables para el diseño de las instalaciones y el dimensionamiento de los equipos.

3.5.1. Potencial hídrico

El potencial hídrico es la densidad de energía disponible en los caudales de los ríos. El mapeo del potencial hídrico de un país o de una cuenca fluvial, permite saber cuales son los puntos que concentran la mayor densidad de energía y por tanto facilita la elección de la ubicación de la turbina.

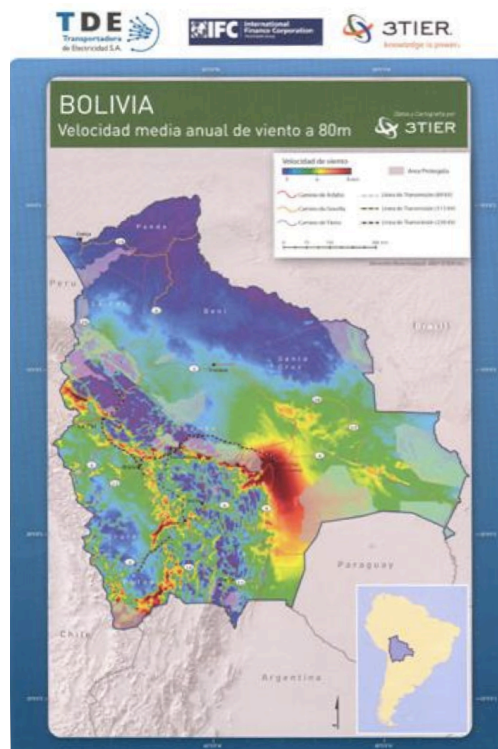


Fig. 3.5. Atlas eólico de Bolivia (Fuente: 3TIER)

En muchos países, entre ellos Bolivia, se ha llevado a cabo la elaboración de mapas de potencial eólico para la instalación de aerogeneradores. Para la elaboración de un *atlas hídrico* sería necesario realizar un inventario de las cuencas y su caracterización, precisando su extensión superficial en hectáreas, sus características topográficas, sus índices de escurrimiento, etc., lo que permitiría decidir la distribución de las turbinas de río y determinar un índice de capacidad instalable por longitud del río que, multiplicado por la longitud total del río nos daría una idea de la capacidad total instalable en el río.

La recopilación de los datos hídricos, sin embargo, no está muy extendida, probablemente porque la instalación y operación de turbinas de río es una posibilidad que todavía no se contempla. Por ello los datos de potencial hídrico son escasos, y para la instalación de la turbina habrá que basarse en los datos de aforo recopilados, en espera de que se realice un atlas hídrico.

3.5.2. Caudal

El caudal es el volumen de agua que arrastra un río o cualquier otra corriente de agua. Se mide en metros cúbicos por segundo.

$$Q = \frac{dV}{dt} \left[\frac{m^3}{s} \right] \quad (3.8)$$

En este caso, el caudal es un parámetro de diseño que indica el número de litros de agua por segundo que son turbinados por la TAC. Conociendo el caudal de la corriente será posible conocer su velocidad.

Para definir el equipamiento a instalar, es fundamental realizar una buena elección del caudal de diseño, de forma que la energía producida sea la máxima posible en función de la hidrología. Es por ello que el conocimiento del régimen de caudales del río en la zona donde se quiere instalar la TAC es imprescindible para la determinación del caudal de diseño del aprovechamiento.

La medición de los caudales del río se lleva a cabo en las estaciones de aforo, donde se registran los caudales instantáneos del tramo del río donde está situada la estación y, a partir de estos, se determinan los caudales máximos, medios y mínimos diarios. Estas medidas sería conveniente realizarlas durante un buen número de años, para poder elaborar series temporales agrupadas por años hidrológicos.

En España hay una extensa red de estaciones de aforo, que proporcionan datos sobre los caudales de un gran número de ríos durante un significativo número de años. En Bolivia estos datos son recopilados por el SENHAMI, pero, al contrario que en España, no se cuenta con un gran número de puntos de medición y, ante todo, los datos históricos recopilados no abarcan un tiempo demasiado extenso. Esto puede presentar problemas a la hora de dimensionar la turbina, ya que los datos con que se cuenta pueden no ser suficientes.

Antes de diseñar la central, lo más recomendable sería recopilar las series hidrológicas de más de 25 años de las estaciones de aforo existentes en la zona donde se desea implementar la TAC, con los datos de caudales medios diarios, para así poder realizar el correspondiente estudio hidrológico.

Sin embargo, si no existe ninguna estación de aforo en la cuenca donde deseamos situar la TAC, o los datos no se extienden durante el tiempo suficiente, hay que realizar un estudio hidrológico teórico, basado en datos de precipitaciones de la zona y en aforos existentes en cuencas semejantes.

En este caso, hay que recopilar y analizar los datos pluviométricos disponibles, completando los períodos en los que falten datos mediante métodos de correlación de cuencas. Para ello hay que determinar previamente las características físicas de la cuenca, principalmente la superficie y los índices que definen la forma y el relieve de esa superficie. A continuación se relacionan las aportaciones de ambas cuencas en función de las precipitaciones, superficies y coeficientes de escorrentía. Sería conveniente completar estos datos con medidas directas del caudal en una sección del río a lo largo de, al menos, un año.

Al final, en todo estudio hidrológico, sea teórico o con datos reales de caudales, se obtendrá una serie anual lo suficientemente grande para realizar una distribución estadística que clasifique los años en función de los caudales registrados como: años muy secos, secos, medios, húmedos y muy húmedos. La distribución estadística tomará, generalmente, la siguiente forma:

Clasificación de los años hidrológicos

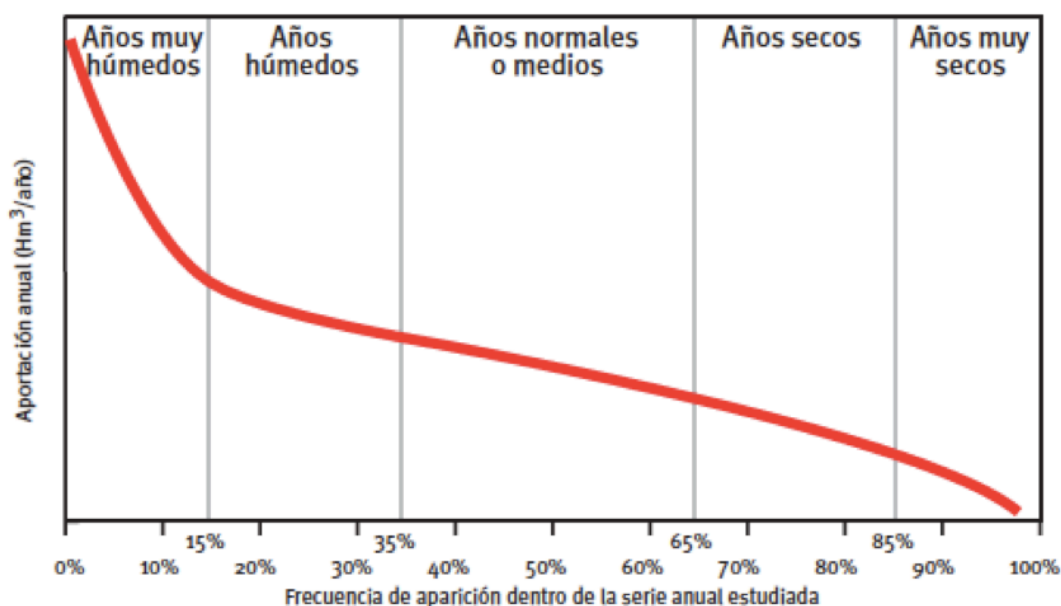


Fig. 3.6. Clasificación de los años hidrológicos (Fuente: IDAE)

El diseño del equipo está pensado para ser instalado en ríos caudalosos pero con un desnivel demasiado pequeño como para ser aprovechado por las centrales hidroeléctricas convencionales. Bolivia cuenta con tres grandes cuencas hidrográficas: la cuenca amazónica, la cuenca del Río de la Plata y la cuenca endorreica del Altiplano. Las características que buscamos para la instalación de la turbina las reúnen los ríos de la cuenca amazónica.

La cuenca amazónica boliviana constituye el 65% de la región hidrográfica del país. Esta cuenca corresponde a la mitad superior de la cuenca del río Madeira, una parte de la cual se sitúa también en Perú y Brasil. El río Madeira está formado por la confluencia de cuatro grandes ríos: el Madre de Dios y el Beni, que confluyen para continuar el Beni y el Mamoré y el Itenez que confluyen para continuar el Mamoré. Por tanto el Beni y el Mamoré constituyen después el río Madeira. El río Ichilo, donde se plantea situar la turbina, pertenece a la cuenca del Chapare que, a su vez, es un afluente del Mamoré.

El río Ichilo se caracteriza por ser un río de tipo meándrico, nace en las estribaciones de la serranía de Racete, con el nombre de río Alto Ichilo, en la provincia Caballero del departamento de Santa Cruz; éste al confluir con el río Moyle, pasa a denominarse río Ichilo; comprende una longitud de 400 km, desde su nacimiento hasta confluir con el río Chapare y formar el río Mamorecillo. El río Ichilo está situado en una zona de lomas con una altitud máxima de 200 m, existiendo una diferencia de relieve de aproximadamente 80 m a lo largo de toda su longitud y un declive en dirección SE-NO.

El volumen interanual que transporta el río Madeira ha sido calculado en $536 \cdot 10^9 \text{ m}^3$, lo que equivale, aproximadamente a un caudal de $17,000 \text{ m}^3/\text{s}$, de los que un 19% están asegurados por el río Beni, un 29% por el Madre de Dios, un 24% por el Mamoré y un 7% por el Itenez. El 20% complementario corresponde a las cuencas situadas entre la

confluencia de estos ríos y el Madeira. El río Mamoré, por tanto, aporta $129 \cdot 10^9 \text{ m}^3$ anuales, lo que equivale a un caudal medio anual de $4,080 \text{ m}^3/\text{s}$.

Los caudales específicos varían considerablemente según la zona. En la cuenca andina del Mamoré el caudal específico es de $4.3 \text{ l} \cdot \text{km}^2/\text{s}$ frente a un caudal de $561 \text{ l} \cdot \text{km}^2/\text{s}$ calculado para las cuencas orientales. En la llanura del Mamoré el caudal específico es de $19.3 \text{ l} \cdot \text{km}^2/\text{s}$. El caudal específico para el sistema del Mamoré es por tanto $13.6 \text{ l} \cdot \text{km}^2/\text{s}$.

3.5.3. Variaciones de caudal

Las aguas escurren en zonas de relieve, clima y vegetación muy variados. Sin embargo, tras el estudio del régimen de precipitaciones en todo el país, se ha llegado a la conclusión de que las tres grandes cuencas hidrográficas bolivianas, y por tanto la cuenca de interés para el proyecto, pertenecen al mismo régimen hidrológico. La distribución anual de las lluvias, caracterizada por la alternancia de una estación lluviosa con una seca determina que los caudales máximos se produzcan de diciembre a abril y los mínimos de junio a octubre.

Sobre las cuencas andinas orientales la precipitación media es de 3000 mm/año , la más elevada de todas las zonas de Bolivia. La cuenca andina del río Mamoré, del que es afluente el Ichilo, recibe una precipitación de 1512 mm/año .

En los Andes y su pie de monte las precipitaciones y agua proveniente del deshielo se unen para dar origen a la gran crecida anual de tipo tropical en la cuenca amazónica. Esta gran crecida es precedida o seguida de pequeñas crecidas bien diferenciadas. La crecida anual mejora su definición a medida que se avanza río abajo. Está mejor regulada en los ríos Mamoré e Itenez, esencialmente a causa de una red hidrográfica más amplia y de la extensión de las vastas llanuras laterales de inundación. Estas condiciones físicas explican el retraso de las crecidas de los ríos Mamoré e Itenez con respecto a las de los ríos Beni y Madre de Dios. Este desfase de propagación puede ser de hasta dos meses. En el ANEXO I se encuentran los datos de los caudales medios para la cuenca del Mamoré, Itenez, Grande y Chapare.

Los datos para el río Ichilo son los siguientes:

Mes	Caudal
Enero	1270
Febrero	1120
Marzo	975
Abril	1010
Mayo	769
Junio	545
Julio	354
Agosto	241
Septiembre	316
Octubre	367
Noviembre	545
Diciembre	736
Promedio	687

Tabla 3.15. Caudales medios mensuales del río Ichilo a su paso por Puerto Villarroel (1977 – 1993). (Fuente: Servicio Nacional de Hidrología y Metrología, SENHAMI)

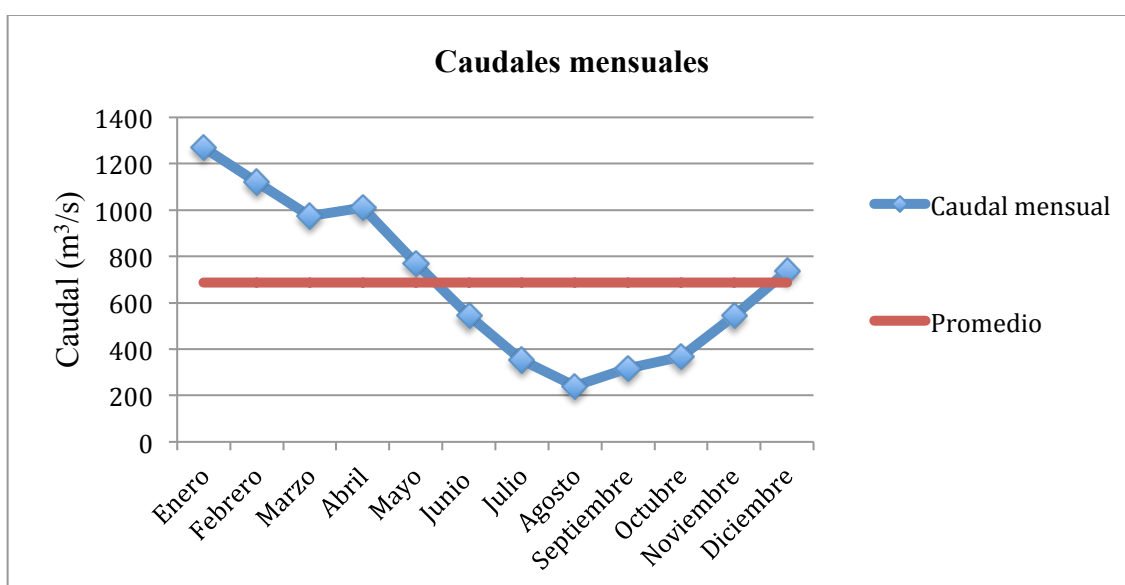


Fig. 3.7. Caudales mensuales del río Ichilo a su paso por puerto Villarroel (Fuente: Elaboración propia).

3.5.4. Perfil del río

Si observamos el perfil de distribución de velocidades de un río se puede ver que la zona donde se da la mayor velocidad es en la parte más próxima a la superficie y en el centro del río. Esto se debe a que en las zonas más próximas al lecho del río, la velocidad se ve reducida debido al rozamiento y a las pérdidas por turbulencias. Es por ello por lo que lo más conveniente sería situar la turbina sobre una plataforma flotante que le permitiera estar siempre lo más cerca posible de la superficie.

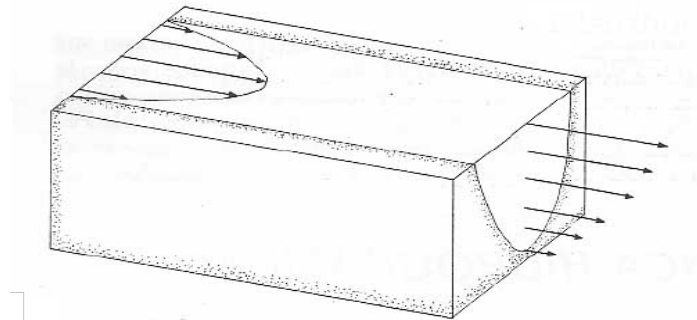


Fig. 3.8. Perfil de velocidades en el cauce de un río (Fuente: INE, Instituto Nacional de Ecología)

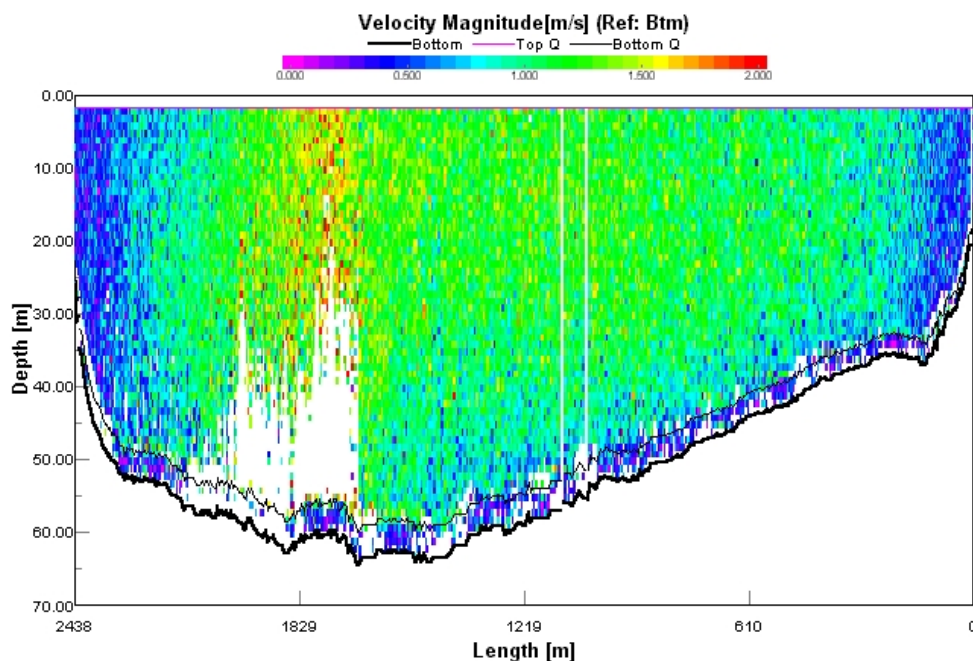


Fig. 3.9. Perfil transversal y distribución de velocidades en la sección del Río Amazonas en Obidos, Brasil. (Fuente: Ore-Hybam, Observatoire de Recherche en Environnement)

Los ríos de la cuenca amazónica se caracterizan por ser profundos, pero la profundidad depende del emplazamiento elegido. La ubicación óptima de la TAC sería en un lugar donde la profundidad del río variara abruptamente. De esta forma que habría una cantidad

de agua suficiente como para que la TAC pudiera girar libremente sin verse obstaculizada por el fondo del río, pero el equipo estaría situado lo suficientemente cerca como para que la conexión eléctrica a tierra no fuera demasiado larga y fuera fácil acceder a la plataforma flotante. Generalmente las zonas de acumulación de arena y otros desperdicios suele ser en la zona interna de los meandros, como se puede apreciar en la *Fig. 2.10.*:

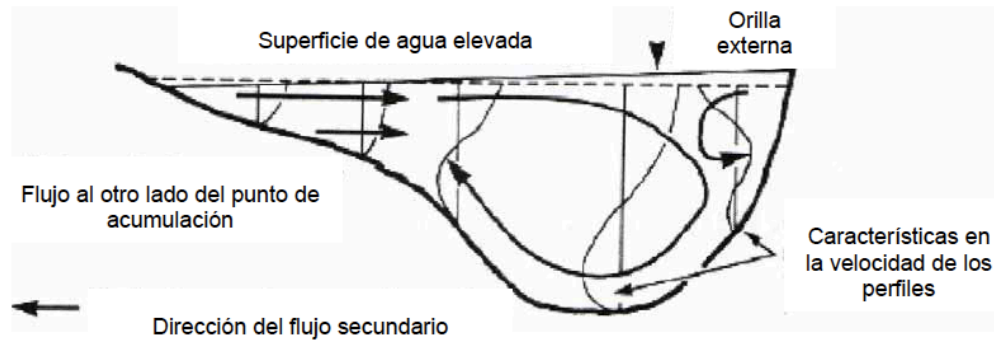


Fig. 3.10. Sección de un río en un meandro. (Fuente: “Evolución Hidrológica del río Mamoré”)

A la vez, en las zonas de curvas es donde se acelera el flujo, por ello lo más conveniente sería situar la turbina en la zona exterior del meandro inmediatamente a la entrada de la curva.

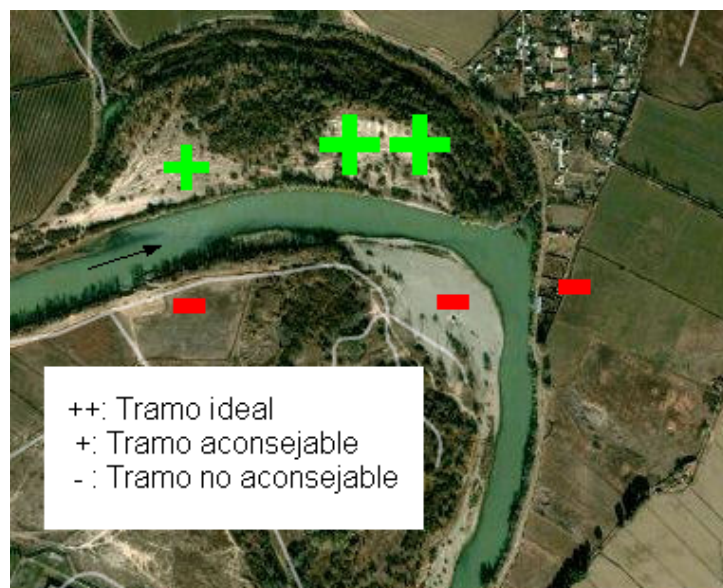


Fig. 3.11. Elección de la ubicación para la turbina de río (Fuente: Elaboración propia)

Distancia	Profundidad
0	0
32	3
63.8	3.7
83.9	3.7
97.9	4
121	4.2
145	4.3
167.7	4.2
183.6	4.2
205.1	4
212.6	3.5
223.5	0

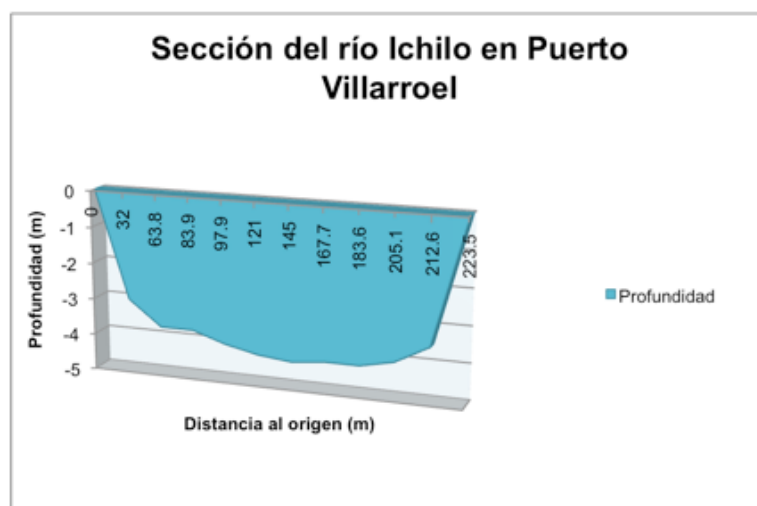


Tabla 3.16. y Fig. 3.12. Profundidades medidas en el río Ichilo a su paso por Puerto Villarroel en el mes de Enero de 1996. (Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del SEMENA, Servicio de Mejoramiento a la Navegación Amazónica)

La sección del río Ichilo se obtuvo realizando las medidas durante el mes de enero de 1996. Teniendo en cuenta los datos históricos con que se cuenta, éste fue un año normal, ni muy húmedo ni muy seco, por lo que se puede tomar esta sección como base para los cálculos. Con estas medidas se obtiene que el área aproximada del río es de 780 m². Conociendo las variaciones de altura de la lámina de agua, se calculará de forma aproximada el área de la sección del río en cada mes para poder hallar la velocidad de la corriente.

Se cuenta con datos de la variación de la altura de la lámina de agua para los años de 1996 a 1999 (ver ANEXO I). Con esos datos se han hallado la altura máxima y mínima históricas mensuales, y la altura media.

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dec
Máx	7.23	7.74	7.62	6.6	5.44	3.73	3.17	3.44	2.57	5.43	6.6	7.82
Media	4.345	5.3975	4.485	3.62	3.375	1.805	1.3625	0.86	0.7325	1.435	2.6675	4.305
Mín	1.33	2.49	2.41	1.43	1.23	0.83	0.3	0.11	0.13	0.35	0.8	1.41

Tabla 3.17. Alturas máxima y mínima históricas mensuales de la lámina de agua del río Ichilo a su paso por Puerto Villarroel. (Fuente: Elaboración propia a partir de los datos del SEMENA)

En la tabla se ve que la variación de altura de agua entre los meses de mayor caudal a los de menor puede llegar a los 3 m. Teniendo en cuenta estos datos, se realiza un cálculo aproximado del área para cada mes, y con ese dato se calculará la velocidad de la corriente.

3.5.5. Velocidad media

Un estudio de los caudales en el río Ichilo, medidos en la estación de Puerto Villarroel, indica que el mes de menor caudal es agosto con un caudal promedio de 241 m³/s según los datos recopilados entre 1977 y 1993. Por otro lado, el caudal máximo se da en el mes de enero, con un caudal medio de 1270 m³/s. Como se puede ver la diferencia entre el caudal mínimo y el máximo es muy grande, con una diferencia de más del 500%. La variación de caudal va también acompañada de una variación en la sección del río debido a un cambio en la altura de la lámina de agua. Por este motivo la variación de la velocidad no es tan grande como la del caudal. Sin embargo se supone que la turbina tendrá que trabajar dentro de un cierto abanico de velocidades. Por ello será necesario elegir una velocidad de diseño con los problemas que ello puede conllevar: con velocidades demasiado bajas puede que la turbina no arranque y en épocas en las que la corriente tenga mayor de velocidad se pueden producir sobre corrientes en la generación debido a la elevada velocidad de giro.

Mes	Área (m ²)	Caudales Medios (m ³ /s)	Velocidad (m/s)
Enero	778	1270	1.63
Febrero	1032	1120	1.09
Marzo	818	975	1.19
Abril	620	1010	1.63
Mayo	364.67	769	2.11
Junio	256.73	545	2.12
Julio	172.85	354	2.05
Agosto	89.63	241	2.69
Septiembre	67.705	316	4.67
Octubre	186.01	367	1.97
Noviembre	422.207	545	1.29
Diciembre	778	736	0.95

Tabla 3.18. Velocidad mensual del río Ichilo a su paso por Puerto Villarroel (Fuente: Elaboración propia)

En los ríos de montaña, como los existentes en España, un aumento de caudal se traduce en un aumento de la velocidad de la corriente, en los ríos de *caída cero* sin embargo, no se da el mismo fenómeno. En estos ríos al no haber casi pendiente, un aumento del caudal debido a las precipitaciones se traduce en una mayor superficie inundada y se produce un efecto de embalsamiento que ralentiza la corriente. Es por ello que en los meses de estiaje (julio, agosto, septiembre) la velocidad del río aumenta.

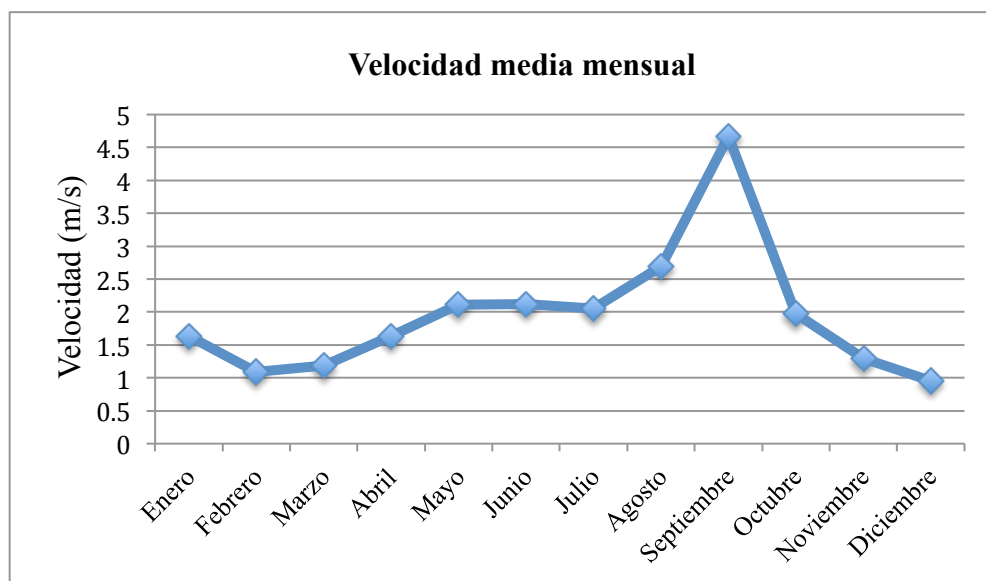


Fig. 3.13. Velocidad media mensual del río Ichilo. (Fuente: Elaboración propia)

Observando la tabla se ve que el valor de velocidad para el mes de septiembre es desproporcionadamente alto, teniendo en cuenta los valores de los meses anteriores y el caudal del río. A pesar que, por los motivos expuestos anteriormente, puede darse que la velocidad en el mes de septiembre sea la más elevada, se realizará una extrapolación de la velocidad teniendo en cuenta los datos de los meses anterior y posterior, para tener un dato más fiable. Una vez realizada la extrapolación, obtenemos los siguientes datos:

Mes	Área (m ²)	Caudales Medios (m ³ /s)	Velocidad (m/s)
Enero	778	1270	1.63
Febrero	1032	1120	1.09
Marzo	818	975	1.19
Abril	620	1010	1.63
Mayo	364.67	769	2.11
Junio	256.73	545	2.12
Julio	172.85	354	2.05
Agosto	89.63	241	2.69
Sept. (corr.)	135.62	316	2.33
Octubre	186.01	367	1.97
Noviembre	422.207	545	1.29
Diciembre	778	736	0.95

Tabla 3.19. Velocidades mensuales corregidas del río Ichilo. (Fuente: Elaboración propia)

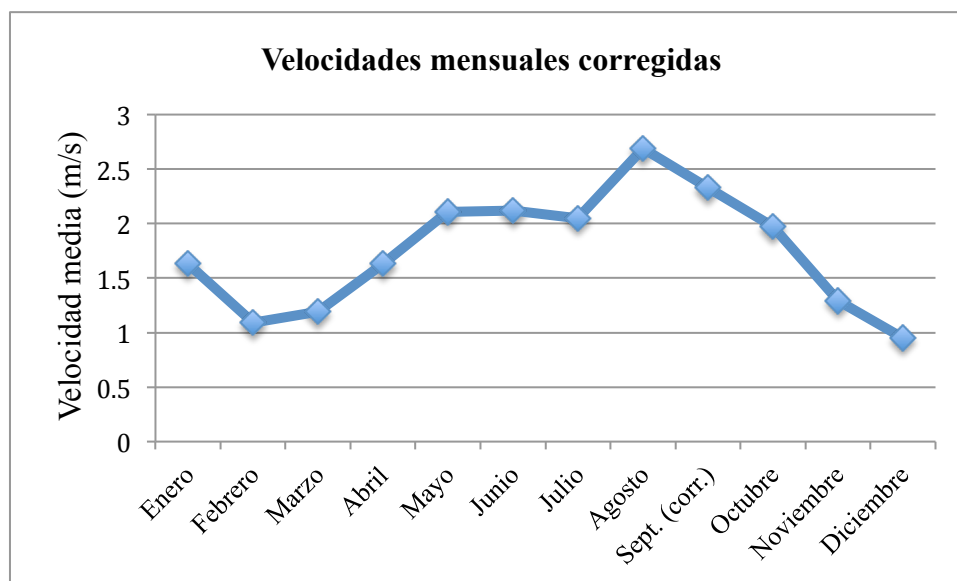


Fig. 3.14. Velocidades mensuales corregidas del río Ichilo (Fuente: Elaboración propia)

Con los datos corregidos se obtiene, por tanto, que la velocidad máxima de la corriente será de 2.69 m/s para el mes de agosto y de 0.95 m/s para el mes de diciembre. Dado que en los meses de estiaje el río puede no alcanzar una profundidad suficiente como para la instalación de la turbina, nos basaremos en los datos de velocidad de los meses en los que es más viable la instalación del equipo para seleccionar la velocidad de diseño. Excluyendo los datos de velocidad de los meses julio, agosto y septiembre, la velocidad a la cual la turbina funcionaría en todo momento sería a 1 m/s, que a partir de ahora se tomará como la velocidad de diseño.

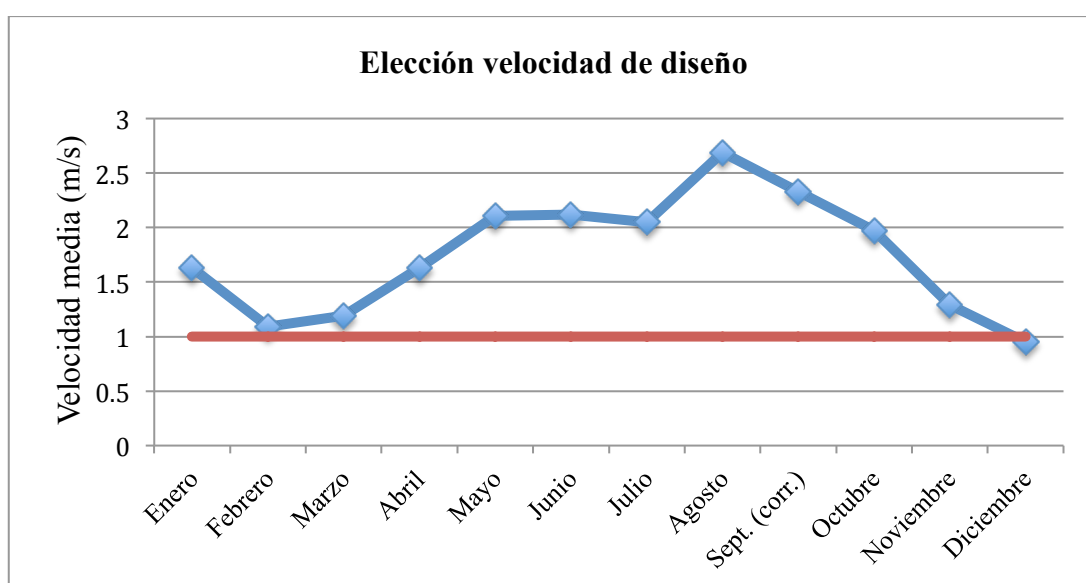


Fig. 3.15. Elección de la velocidad de diseño de la TAC (Fuente: Elaboración propia)

Velocidad de diseño: 1m/s

4. Aspectos teóricos

Como ya se explicó en el primer capítulo, el uso de turbinas convencionales está descartado para los ríos amazónicos, debido a que carecen de la pendiente mínima necesaria. Es por esa razón por la que se plantea aplicar las nociones desarrolladas en el campo de la industria eólica para extraer la energía cinética del agua. A continuación se explican algunos de los conceptos teóricos que se encuentran detrás del diseño de los aerogeneradores, y que, convenientemente modificados, se pueden aplicar al diseño de la TAC.

4.1. Potencia cinética de un fluido

La energía cinética de un fluido es:

$$E_k = \frac{1}{2}mv^2 \quad (4.1)$$

Donde:

E_k es la energía cinética. [J]

m es la masa. [kg]

v es la velocidad del fluido. [m/s]

La potencia es la derivada de la energía por el tiempo, suponiendo velocidad constante:

$$P = \frac{dE_k}{dt} = \frac{1}{2} \frac{dm}{dt} v^2 \quad (4.2)$$

Siendo:

$$\frac{dm}{dt} = \rho S v \quad (4.3)$$

Donde:

ρ es la densidad del fluido. [kg/m³]

v es la velocidad uniforme del fluido. [m/s]

S es la sección de la superficie perpendicular a la corriente. [m²]

Por tanto, sustituyendo (4.3) en (4.2) obtenemos la siguiente expresión para la potencia:

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{1}{2} \rho S v^3 \quad (4.4)$$

Si S es el área de la turbina, cuya expresión sería la siguiente:

$$S = \pi r^2 = \pi \left(\frac{D}{2}\right)^2 = \pi \frac{D^2}{4} \quad (4.5)$$

Entonces, sustituyendo la expresión (4.5) en (4.4), la potencia máxima sería:

$$P_{m\acute{a}x} = \frac{1}{8} \rho D^2 v^3 \quad (4.6)$$

La potencia real, sin embargo, se ve afectada por un factor:

$$P = C_p \cdot P_{m\acute{a}x} = C_p \cdot \frac{1}{8} \rho S v^3 \quad (4.7)$$

Donde:

$P_{m\acute{a}x}$ es la potencia máxima extraída. [W]

ρ es la densidad del fluido. [kg/m³]

S es la sección del rotor. [m²]

v es la velocidad del fluido. [m/s]

C_p es el coeficiente de potencia.

Examinando la expresión (3.7) se ve que la energía extraída depende de cuatro factores: la densidad del fluido, el área de barrido del rotor, la velocidad del fluido y el coeficiente de potencia. Las turbinas de río presentan diferencia respecto a los aerogeneradores en tres factores:

(a) *Densidad del fluido (ρ)*. La densidad del aire en condiciones estándar (25°C y 1 atm) es de 1.225 kg/m³, mientras que la del agua está en torno a 1000 kg/m³, es decir, casi mil veces mayor.

(b) *Área de barrido del rotor (S)*. Debido a su emplazamiento en ríos, las TAC se ven fuertemente limitadas en cuanto a sus dimensiones. Los aerogeneradores no tienen ningún tipo de restricción aparte de consideraciones estructurales, estéticas o de impacto medioambiental. Los aerogeneradores de última generación tienen rotores de hasta 80 m de diámetro, lo que les permite producir potencias de hasta 5 GW por equipo. Las TAC, sin embargo, se ven limitadas por la profundidad del río, y las variaciones de caudal. Deberían diseñarse teniendo en cuenta la altura mínima de agua durante la época vaciante y prestando especial atención al perfil del lecho del río. Los ríos amazónicos pueden alcanzar profundidades de hasta 70 m, pero lo más conveniente sería diseñar un equipo que fuera posible utilizar en el mayor número de emplazamientos posibles, durante toda o la mayor parte del año.

(c) *Velocidad del fluido (v)*. Los ríos, incluso los más caudalosos, no alcanzan velocidades similares a las del aire. En Bolivia, en algunos puntos del altiplano y de la llanura cruceña el viento alcanza velocidades de hasta 20 m/s, lo que hace que sean emplazamientos ideales para la instalación de parques eólicos. Los ríos sin embargo tienen velocidades mucho menores, que van desde una mínima de 0.6 m/s en época vaciante hasta una máxima de en torno a 4 m/s en época creciente.

Por ello, a pesar de que el área de barrido y la velocidad del fluido sean menores en el caso de la TAC frente a los aerogeneradores, el hecho de que la densidad del fluido sea de un orden tres veces mayor a la del aire, hace que la potencia extraíble por estos equipos se pueda asimilar a la de los pequeños aerogeneradores.

A partir de la expresión (3.7) se puede observar que hay tres variables que afectan la potencia de salida en el eje de la turbina:

(a) *La velocidad de la corriente de agua (v):* La potencia del eje de la turbina es proporcional al cubo de la velocidad de la corriente aguas arriba.

(b) *El área de barrido del rotor (S):* La potencia en el eje de la turbina es directamente proporcional al área de barrido de las palas.

(c) *El coeficiente de Potencia (C_p):* La potencia de salida es además directamente proporcional al coeficiente de potencia. Es imposible extraer toda la energía del agua fluyente porque el agua que ha pasado por el rotor debe alejarse de éste y por lo tanto debe aún tener energía cinética.

De los factores anteriores se concluye que, para obtener la máxima potencia de salida en el eje, deberíamos usar el tipo de rotor disponible más eficiente, logrando que barra un área de sección transversal de corriente de agua tan grande como sea posible y colocándolo en la ubicación del río donde la velocidad de la corriente sea lo más rápida posible.

4.2.Ley de Betz

La ley de Betz es una teoría acerca de la máxima energía posible que puede extraerse de una turbina de viento. En 1919, décadas antes de la llegada de la turbina tripala actual para generación de electricidad, el físico alemán Albert Betz desarrolló esta ley. De acuerdo a la ley de Betz, ninguna turbina puede capturar más del 59.3% de la energía cinética del viento.

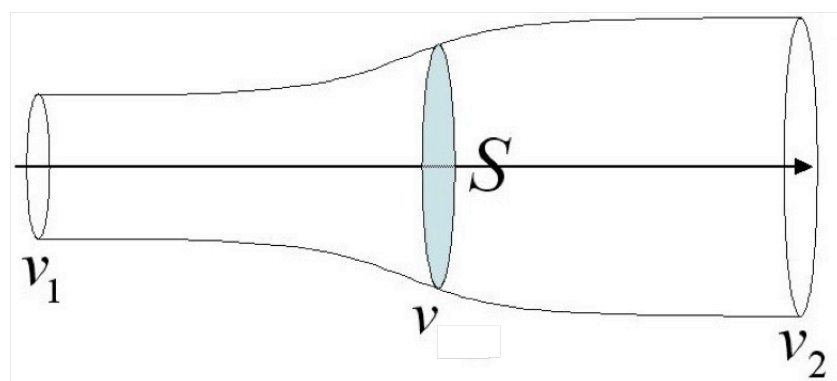


Fig. 4.1. Esquema para explicar la Ley de Betz. (Fuente: “Energía eólica”)

4.2.1. Demostración

Se demuestra la máxima energía posible, conocida como el límite de Betz, que puede extraerse mediante un rotor infinitamente delgado de un fluido circulando a una determinada velocidad.

Para calcular la eficiencia teórica de un rotor (por ejemplo un aerogenerador), éste se sustituye por un disco que extrae energía del fluido que pasa a través de él. A una cierta distancia tras el disco, el fluido ve reducida su velocidad.

4.2.2. Hipótesis

- El rotor no tiene buje, es un rotor ideal, con un número infinito de palas con arrastre nulo. Cualquier valor de arrastre reduciría el valor del límite de Betz.
- El flujo que entra y sale del rotor es axial. Esto es un análisis al volumen de control (V.C.) y para poder hallar una solución, el V.C. debe contener a todo el flujo entrante y saliente. Si no se tiene en cuenta parte del flujo, se violarían las ecuaciones de conservación.
- Se trata de un flujo incompresible. La densidad es constante y no hay transferencia de calor del rotor al flujo o viceversa.

4.2.3. Aplicación del principio de conservación de la masa (Ec. Continuidad)

Aplicando la ecuación de continuidad a este V.C., el caudal másico (la masa de fluido circulando por unidad de tiempo) viene dada por:

$$\dot{m} = \rho A_1 v_1 = \rho A_2 v_2 = \rho A v \quad (4.8)$$

Donde:

v_1 es la velocidad aguas arriba del rotor. [m/s]

v_2 es la velocidad aguas abajo del rotor. [m/s]

v es la velocidad en el rotor. [m/s]

ρ es la densidad del fluido. [kg/m³]

S es el área de la turbina. [m²]

La fuerza ejercida por el rotor en el viento puede escribirse como:

$$F = m \cdot a = m \cdot \frac{dv}{dt} = m \cdot \Delta v = \rho S v (v_1 - v_2) \quad (4.9)$$

4.2.4. Trabajo y Energía

El trabajo realizado por la fuerza puede escribirse diferencialmente como:

$$dE = Fdx \quad (4.10)$$

$$P = \frac{dE}{dt} = F \frac{dx}{dt} = F \cdot v = \rho S v^2 \cdot (v_1 - v_2) \quad (4.11)$$

Sin embargo, la potencia puede ser calculada de otra manera, usando la energía cinética. Aplicando la ecuación de conservación de la energía al V.C. obtenemos:

$$P = \frac{\Delta E}{\Delta t} = \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2) \quad (4.12)$$

Volviendo a la Ecuación de continuidad, sustituyendo el caudal másico obtenemos la siguiente expresión:

$$P = \frac{1}{2} \rho S v (v_1^2 - v_2^2) \quad (4.13)$$

Ambas expresiones para la energía son completamente válidas. Una fue obtenida del trabajo diferencial realizado y el otro de la conservación de la energía. Igualando estas dos expresiones obtenemos:

$$\begin{aligned} P &= \frac{1}{2} \rho S v (v_1^2 - v_2^2) = \frac{1}{2} \rho S v^2 (v_1 - v_2) \\ \frac{1}{2} (v_1^2 - v_2^2) &= \frac{1}{2} (v_1 + v_2)(v_1 - v_2) = \frac{1}{2} v (v_1 - v_2) \end{aligned} \quad (4.14)$$

Entonces:

$$v = \frac{1}{2} (v_1 + v_2) \quad (4.15)$$

Por tanto, la velocidad del viento en el rotor se puede tomar como la media entre la velocidad aguas arriba y aguas abajo. Esta es habitualmente la parte más discutida de la ley de Betz, pero, como se puede ver arriba, es una suposición correcta.

4.2.5. Ley de Betz y coeficiente de rendimiento

Volviendo a la anterior expresión para la energía basada en la energía cinética:

$$\begin{aligned}\dot{E} &= \frac{1}{2} \dot{m}(v_1^2 - v_2^2) \\ \dot{E} &= \frac{1}{2} \rho S v (v_1^2 - v_2^2) \quad (4.16)\end{aligned}$$

Sustituyendo (4.15) en (4.16):

$$\begin{aligned}\dot{E} &= \frac{1}{4} \rho S v (v_1^2 - v_2^2)(v_1 + v_2) \\ \dot{E} &= \frac{1}{4} \rho S v_1^3 \left(1 - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^2 + \left(\frac{v_2}{v_1} \right) - \left(\frac{v_2}{v_1} \right)^3 \right) \quad (4.17)\end{aligned}$$

Mediante derivación, aplicando la regla de la cadena, \dot{E} con respecto a v_1/v_2 para una velocidad del fluido de v_1 y un área S , el valor de v_1/v_2 para el cual \dot{E} alcanza su máximo es:

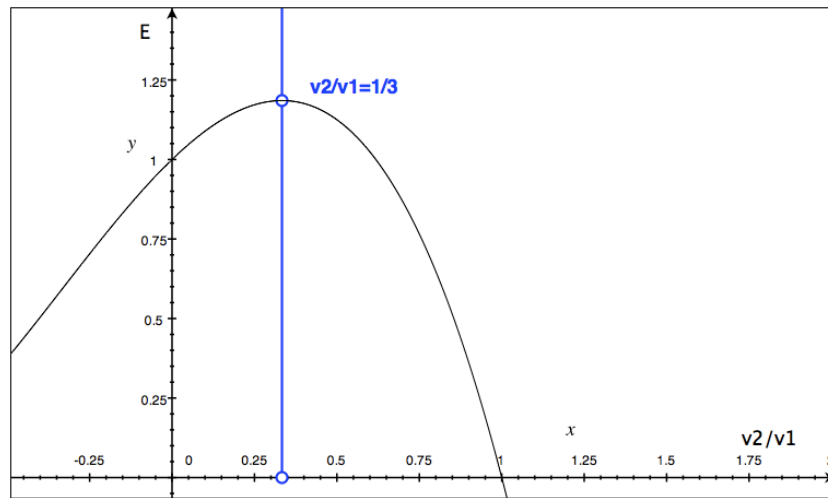


Fig. 4.2. Gráfica de \dot{E} respecto v_2/v_1 . (Fuente: Elaboración propia)

Sustituyendo este valor en la expresión de la potencia:

$$P_{\text{máx}} = \frac{16}{27} \cdot \frac{1}{2} \rho S v_1^3 \quad (4.18)$$

Esto significa:

$$C_{p|_{m\acute{a}x}} = \frac{16}{27} \quad (4.19)$$

El coeficiente de rendimiento, C_p , tiene un valor máximo de $C_{p,m\acute{a}x}=0.593$ o 59.3%. Las pérdidas en el rotor son las más importantes en un aerogenerador. Por tanto es importante reducir estas pérdidas lo máximo posible. Esto quiere decir que el equipo puede extraer un máximo del 59% de la energía que transporta la corriente, lo cual es un máximo teórico. En la práctica, este valor se verá reducido por los rendimientos de los distintos componentes de la TAC: turbina, transmisión, alternador, transformador...por ello no cabría esperar en ningún caso un rendimiento global mayor al 50%.

La adición de un sistema con difusor permitiría aumentar el rendimiento de la turbina, ya que nos permitiría “escapar” del límite de Betz al someter al fluido a una conducción forzada. Este sistema permitiría aprovechar tanto la altura cinética como la de presión, como ocurre en las turbinas hidráulicas convencionales, donde los rendimientos se sitúan en torno al 70-80%. Sin embargo, la construcción de un elemento difusor añadiría un elemento de dificultad a la construcción del equipo y elevaría los costes. Teniendo en cuenta que se desea transferir la tecnología para que sea posible su construcción en talleres locales que no cuentan con equipos muy avanzados, y que uno de los objetivos es minimizar los costes, se desecha la idea de añadir una tobera difusora.

4.3. Diseño del rotor

Como ya se explicó antes, el rotor empleado por la TAC se inspira en la tecnología de los aerogeneradores. Los principios que se exponen a continuación son tan válidos para una aerogenerador como para una TAC.

4.3.1. Teoría del diferencial de pala

La teoría del diferencial de pala considera que el rotor está constituido por un determinado número de palas cuya sección transversal tiene forma de perfil aerodinámico. Se toma un diferencial de pala dr a una distancia r del eje de giro:

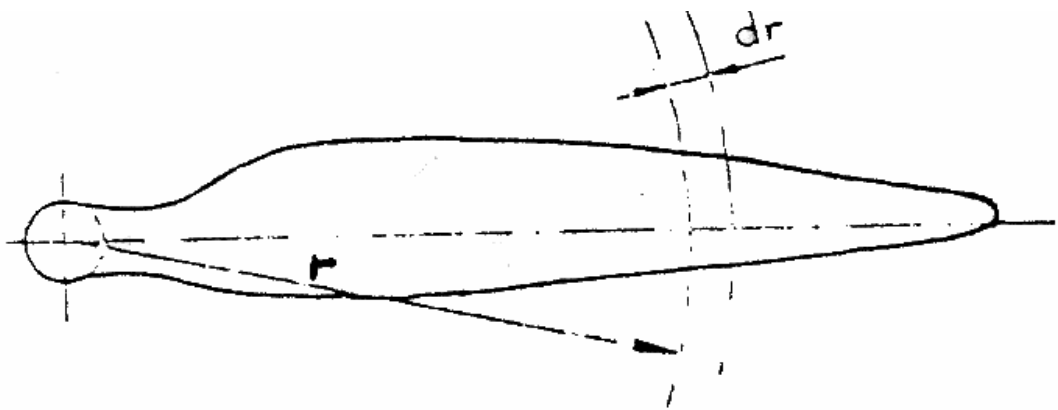
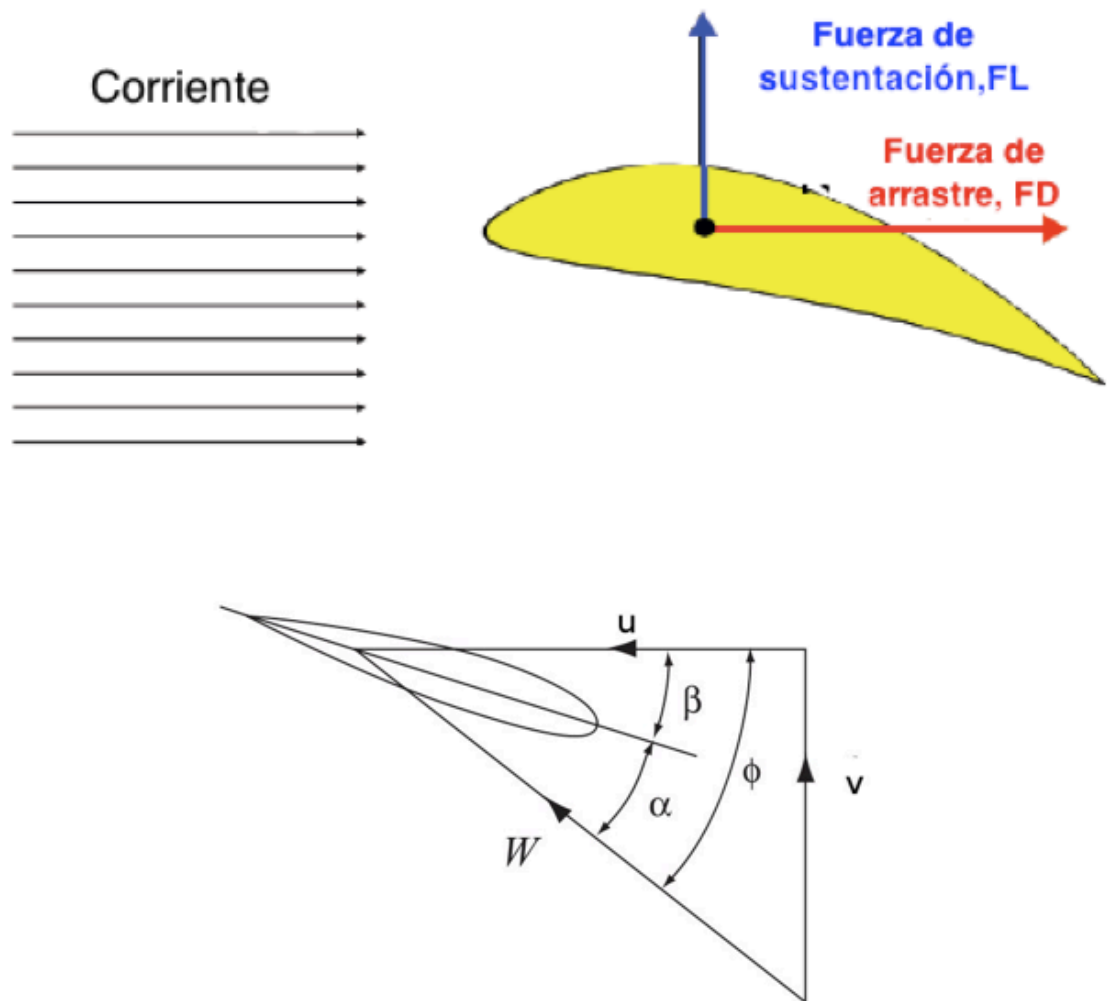


Fig. 4.3. Esquema de un álabes (Fuente: “Energía eólica”)

El perfil aerodinámico de un aspa es diseñado para obtener el máximo nivel de sustentación. El aire tiene una diferente velocidad en la dos caras, provocando una diferencia de presión, que produce la fuerza de sustentamiento F_L . La fuerza F_D es debida a los rozamientos y frena el rotor.



*Fig. 4.4. Fuerzas y ángulos sobre una sección cualquiera de un perfil aerodinámico.
(Fuente: “Energía eólica”)*

La corriente que actúa sobre el aspa (w) es la suma de la velocidad absoluta de la corriente (v) y la velocidad de rotación de la aspa en el plano de la turbina (u). El viento efectivo forma un ángulo de inclinación, Φ , con el plano de rotación de la turbina. El ángulo β entre la cuerda de la aspa y el plan de rotación se llama ángulo de paso o *pitch angle*. El ángulo con que el viento ataca la aspa es:

$$\alpha = \phi - \beta \quad (4.20)$$

y se define como el ángulo de ataque.

El ángulo Φ es una función de la relación (4.21):

$$\tan \phi = \frac{v}{u} \quad (4.21)$$

Se define la magnitud velocidad relativa, λ , o *tip speed ratio* (TSR) como la relación entre la velocidad de la punta de la pala y la velocidad del viento:

$$\lambda = \frac{u(R)}{v} \quad (4.22)$$

Donde R es el radio de la turbina. Así se puede calcular el ángulo Φ en cada posición de la aspa, sustituyendo (4.22) en (4.21):

$$\tan \phi = \frac{R}{\lambda r}$$

Cuanto más cerca estemos de la punta del aspa, menor será el ángulo de ataque de la corriente.

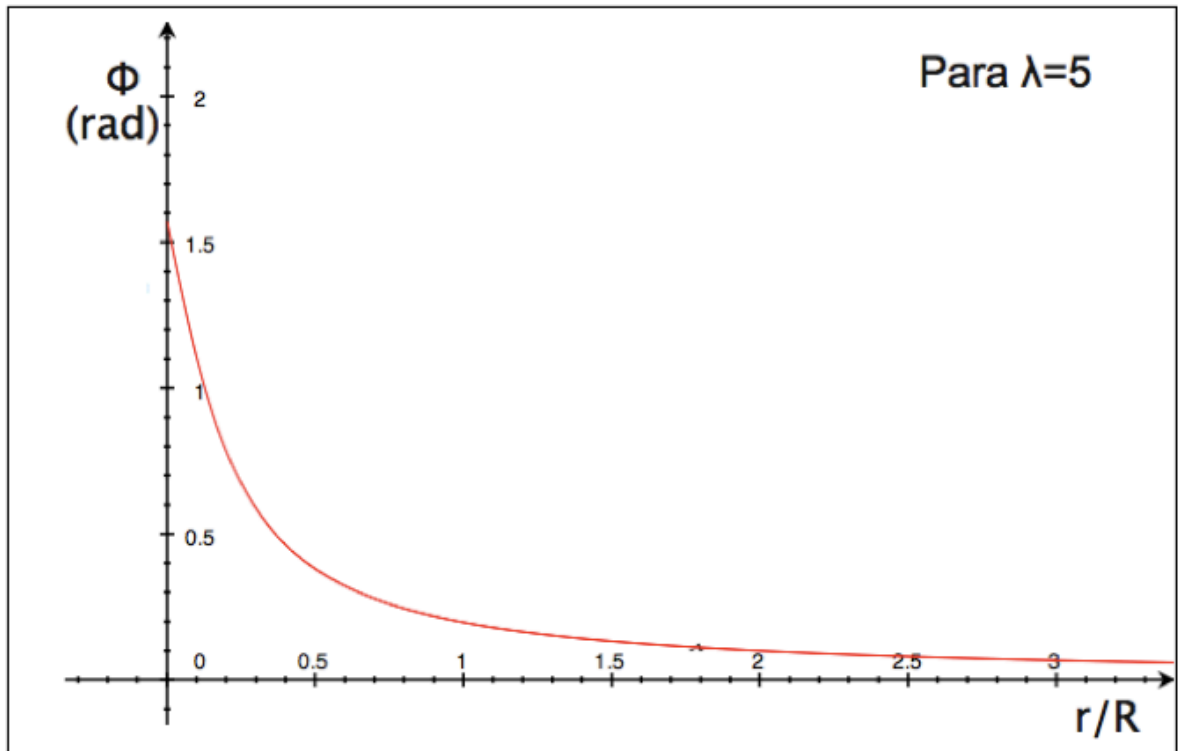


Fig. 4.5. Variación de Φ_{ideal} con la relación de radios para $\lambda=5$ (Fuente: Elaboración propia)

El desarrollo de la teoría del elemento de pala se basa en la hipótesis de que la fuerza aerodinámica que actúa sobre el diferencial de pala se puede estimar como la fuerza sobre

un perfil aerodinámico determinado de sección transversal constante atravesado por un fluido que avanza con velocidad v y con un ángulo de ataque α . La fuerza sobre la pala entera se puede obtener sumando las contribuciones de todos los diferenciales de pala para toda su longitud. Se supone que los coeficientes de sustentación (C_L) y arrastre (C_D) para cada diferencial de pala son conocidos en función del ángulo de ataque y de la forma de la sección transversal.

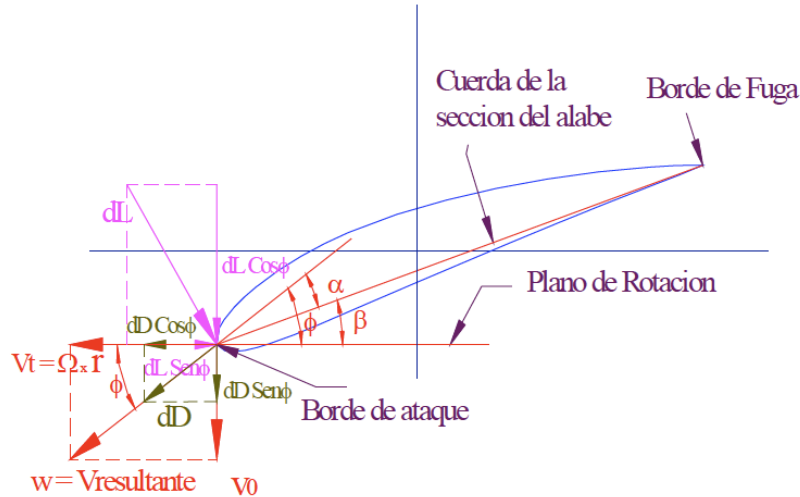


Fig. 4.6. Fuerzas y ángulos sobre una sección del perfil. (Fuente: “Energía eólica”)

Según la figura, el diferencial de pala experimenta una fuerza de sustentación dL perpendicular a la dirección del movimiento relativo del fluido y una fuerza de arrastre dD paralela al movimiento del fluido. Por tanto, el empuje sobre el diferencial de pala en la dirección perpendicular al plano de rotación será:

$$dW_a = dL \cos\phi + dD \sin\phi \quad (4.20)$$

El momento que se opone al giro del rotor sería:

$$dM_r = (dL \cos\phi + dD \sin\phi) \cdot r \quad (4.21)$$

De la misma forma, si c es la cuerda del diferencial de pala, se puede expresar la fuerza de sustentación y de arrastre como:

$$dL = \frac{1}{2} C_L \rho w^2 c dr \quad ; \quad dD = \frac{1}{2} C_D \rho w^2 c dr \quad (4.22)$$

Donde:

C_L es el coeficiente de sustentación del diferencial de pala.

C_D es el coeficiente de arrastre del diferencial de pala.

dL es el diferencial de la fuerza de sustentación. [N]

dD es el diferencial de la fuerza de arrastre. [N]

Estos coeficientes aerodinámicos varían con el ángulo de ataque, α . C_L aumenta con el ángulo de ataque hasta alcanzar un valor máximo, de forma que para valores de α más grandes, se forma turbulencia. Este fenómeno se ve acentuado por la presencia de asperezas e irregularidades en la superficie de las aspas.

Integrando para toda la longitud de la pala:

$$F_L = C_L \left(\frac{1}{2} \rho w^2 \right) ; F_D = C_D \left(\frac{1}{2} \rho w^2 \right) \quad (4.23)$$

Donde

F_L es la fuerza de sustentación total para todo el aspa. [N]

F_D es la fuerza de arrastre total para todo el aspa. [N]

Entonces, sumando las contribuciones de los correspondientes diferenciales de cada una de las Z palas del rotor, el empuje y el torque para un anillo diferencial viene a ser:

$$dW = \frac{1}{2} Z c \rho w^2 (C_L \cos \phi + C_D \sin \phi) dr \quad (4.24)$$

$$dM_r = \frac{1}{2} Z c \rho w^2 (C_L \sin \phi - C_D \cos \phi) dr \quad (4.25)$$

Donde

dW es el diferencial del empuje para un anillo diferencial cualquiera del rotor. [N]

dM_r es el diferencial del torque para un anillo diferencial cualquiera del rotor. [N]

Z es el número de palas del rotor.

c es la cuerda de la sección diferencial escogida. [m]

Así, estas dos expresiones caracterizan completamente el rotor según la teoría del diferencial del pala. De esta manera, el rotor queda caracterizado por su número de palas, Z , por la cuerda, c , y por ángulo de paso, β , variables a lo largo de la pala y por la forma de las secciones transversales con sus correspondientes coeficientes de sustentación, C_L , y arrastre, C_D , que son función del ángulo de ataque, α .

4.3.2. Sistemas de arrastre

Los sistemas basados en el arrastre son los más sencillos. En estos dispositivos, el fluido impacta en la superficie S con velocidad v_f haciendo que la superficie se mueva a la velocidad v .

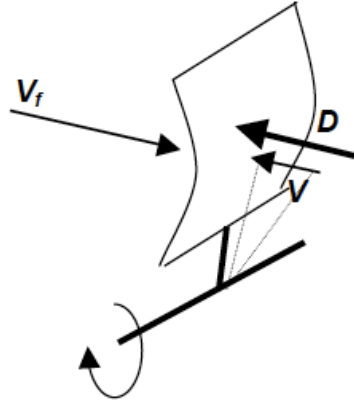


Fig.4.7. Esquema de un dispositivo basado en el arrastre. (Fuente: Wikipedia)

La potencia capturada por el dispositivo puede expresarse como:

$$P = D \cdot v; \text{ tal que } v_r = v_f - v \quad (4.26)$$

Donde

D es la fuerza de arrastre. [N]

v_r es la velocidad relativa del fluido respecto a la superficie S . [m/s]

v es la velocidad del álabes. [m/s]

v_f es la velocidad del fluido. [m/s]

D se puede expresar empleando el coeficiente aerodinámico de arrastre, C_D :

$$D = C_D \frac{\rho}{2} (v_f - v)^2 \cdot S \quad (4.27)$$

El valor de la potencia obtenida sería entonces:

$$P = C_D \frac{\rho}{2} (v_f - v)^2 \cdot S \cdot v_r \quad (4.28)$$

Si se emplea el mismo razonamiento que el que empleamos en la teoría de Betz para calcular C_P :

$$C_P = \frac{P}{P_{\text{máx}}} = \frac{C_D \frac{\rho}{2} (v_f - v)^2 \cdot S \cdot v_r}{\frac{1}{2} \rho S v_f^3} \quad (4.29)$$

De nuevo el máximo de C_P se obtiene para $v/v_f = 1/3$, de forma que el valor máximo de C_P es:

$$C_{P\text{máx}} = \frac{4}{27} C_D = 0.148 C_D \quad (4.30)$$

Sabiendo que una superficie cóncava perfectamente alineada con el flujo tiene apenas un C_D de 1.3, entonces el valor de $C_{Pm\acute{a}x}$ será:

$$C_{Pm\acute{a}x} \approx 0.2$$

Teniendo en cuenta que el valor máximo arrojado por la teoría de Betz es aproximadamente 0.6, estos dispositivos tienen un coeficiente de potencia de apenas un tercio del máximo, por lo que no son muy empleados.

4.3.3. Sistemas de sustentación

Al contrario que en los dispositivos basados en el arrastre, cuando la generación de potencia está basada en la sustentación se pueden conseguir valores mucho mayores de C_p . Los perfiles aerodinámicos modernos que se emplean tanto en ingeniería aeronáutica como en el caso de los aerogeneradores tienen un ratio sustentación/arrastre muy elevado, con valores que oscilan entre 100 y 150. Empleando las mismas ecuaciones que para los dispositivos basados en el arrastre, se puede llegar a la conclusión que un rotor basado en la sustentación permite obtener valores del C_p más próximos al límite de Betz.

4.4. Parámetros de diseño del rotor

El diseño de los álabes que conforman el rotor es probablemente uno de los aspectos más difíciles de llevar a cabo. En la industria de los aerogeneradores éste es uno de los temas que más se han estudiado y sobre el que se sigue investigando, con el objeto de lograr la configuración que permita el mayor rendimiento posible, asegurando a la vez la robustez y la ligereza necesarias. Es por ello que, para conseguir el diseño que mejor se adecúe a las necesidades del proyecto, será necesario encontrar el perfil o perfiles que cumplan con todos los requisitos necesarios.

4.4.1. Celeridad, λ_0 (TSR, Tip Speed Ratio)

La relación de velocidad específica o celeridad, es un término que sirve para comparar el funcionamiento de máquinas eólicas diferentes, en relación a su eficiencia a la hora de transformar la velocidad del fluido en revoluciones del eje. La celeridad (λ_0) indica que la periferia de la pala circula a una velocidad λ_0 veces mayor que la velocidad del viento v . Es la relación entre la velocidad del punto más exterior de la pala ($u = R \cdot \omega$) y la velocidad del viento v , en la forma:

$$\lambda_0 = \frac{\text{Velocidad de la periferia de la pala}}{\text{Velocidad del viento}} = \frac{u}{v} = \frac{R \cdot \omega}{v} \quad (4.31)$$

Lo conveniente es tener un diseño y un perfil con un valor de celeridad alto, de forma que la velocidad de la corriente se traduzca en un número de revoluciones por minuto mayor en el eje.

4.4.2. Relación entre el coeficiente de sustentación (C_L) y el de arrastre (C_D)

El mejor funcionamiento de la pala se produce para un ángulo de ataque α en el que la relación C_L/C_D sea máxima, es decir, el coeficiente ascensional tiene que ser grande, pero no necesariamente el máximo absoluto, al tiempo que el coeficiente de arrastre tiene que ser lo más pequeño posible, compatible con la relación anterior.

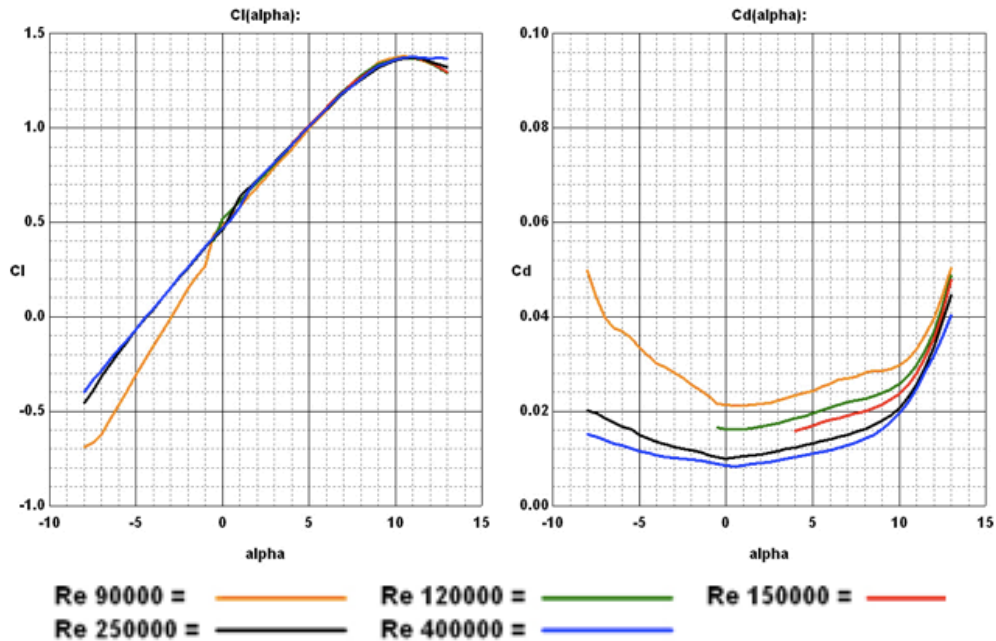


Fig. 4.8. Variación de C_L y C_D con el ángulo de ataque, α , para distintos valores del número de Reynolds en un perfil NACA 4415. (Fuente: Vanderbilt University)

Existen gráficas, como la Fig. 3.8., que relacionan los coeficientes de sustentación y arrastre con el ángulo de ataque, α . Para encontrar el ángulo de ataque para el que la relación C_L/C_D es máxima, se traza la tangente a la curva desde el origen de coordenadas. El punto de tangencia P se corresponde con el máximo valor de C_L/C_D del perfil de la pala.

4.4.3. Coeficiente de potencia, C_P

Se ha definido el coeficiente de potencia como la relación entre la potencia generada por la TAC y la energía de la corriente que atraviesa el rotor, en la forma:

$$C_P = \frac{P}{P_{\max}} = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho S v^3} \quad (4.32)$$

Para conseguir el máximo rendimiento posible, el valor del coeficiente de potencia tiene que ser lo más alto posible, dentro del límite establecido por la Ley de Betz.

4.4.4. Número de aspas

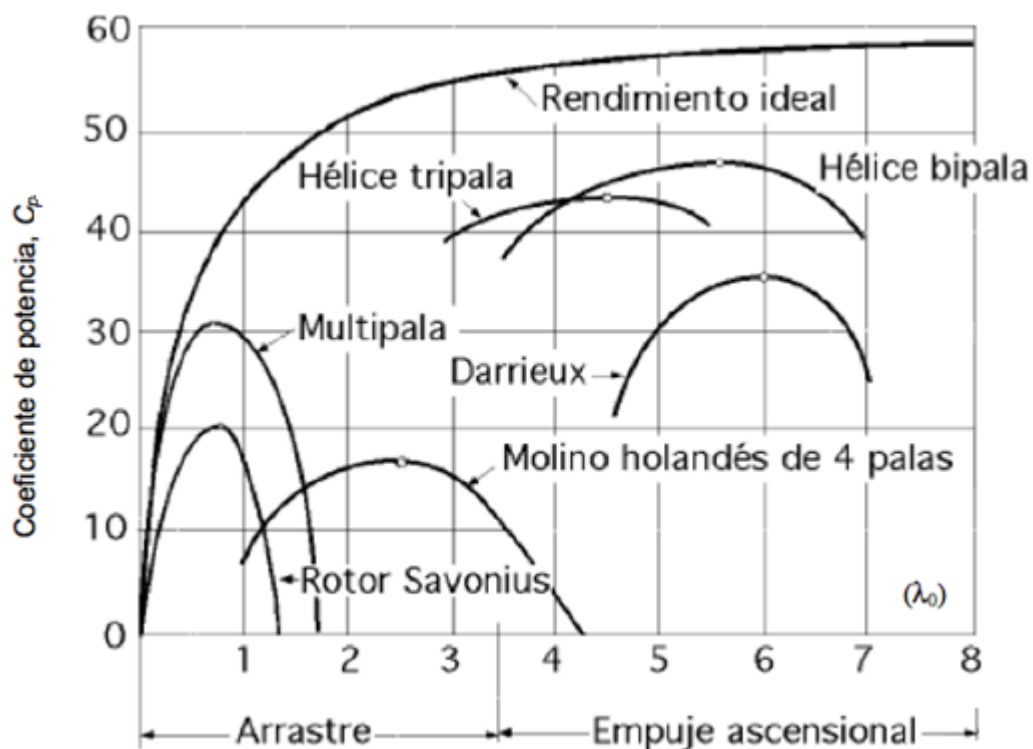


Fig. 4.9. Relación entre C_p y λ_0 dependiendo del tipo de máquina. (Fuente: "Energía eólica")

Estudiando la Fig.4.9. se concluye que:

1. Los molinos multipala y Savonius tienen su máximo valor de C_p para valores bajos de celeridad. Es decir, giran a baja velocidad y funcionan con velocidades de viento pequeñas.
2. El C_p y, por tanto, la potencia máxima generada es mayor en los aparatos de tipo Darrieux y con dos o tres palas.
3. El C_p se mantiene siempre por debajo del límite de Betz y tendería a él si la celeridad (λ_0) tendiera a infinito.
4. Si λ_0 es mayor a 3.5 se trata de sistemas de sustentación, mientras que si es menor a 3.5 se trataría de sistemas de arrastre.

5. Modelo propuesto

Una vez estudiados los aspectos teóricos y de emplazamiento de la TAC, se ofrece un modelo que intenta satisfacer todas las necesidades planteadas anteriormente: capacidad de generación durante todo el año, facilidad de instalación y fabricación y bajo coste.

5.1. Visión general

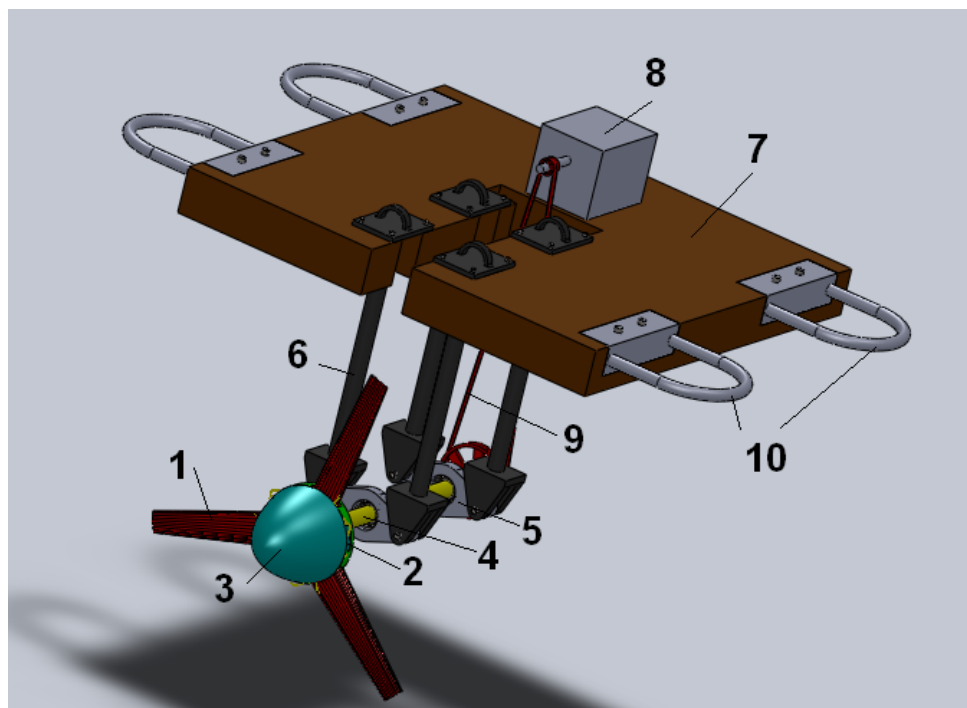


Fig. 5.1. Esquema de la Turbina de Aprovechamiento Cinético (TAC). (Fuente: Elaboración propia)

La Turbina de Aprovechamiento Cinético consta de tres álabes (1), montados sobre una base (2). Si se dispone del capital suficiente, sobre esta base irá montado un deflector (3), que facilita la circulación del agua y reduce el efecto remanso. Estos componentes van sólidamente fijados a un eje (4) que se apoya en dos rodamientos, convenientemente fijados en unos porta rodamientos (5). Estos van sujetos mediante unos brazos (6) a la plataforma flotante (7). Los brazos se encuentran atornillados a la plataforma, pero es posible separarlos de ésta para extraer la turbina del agua, en caso de que sea necesario realizar alguna reparación. Sobre la plataforma se sitúa un generador (8), que genera energía eléctrica a través del movimiento de su eje. La transmisión del eje de la turbina al del generador se realiza mediante un sistema de correas dentadas (9). Por último, sobre la plataforma se sitúan cuatro argollas (10), para el anclaje del sistema.

5.2. Diseño del rotor

El diseño de los álabes que conforman el rotor es probablemente uno de los aspectos más difíciles de llevar a cabo. En la industria de los aerogeneradores éste es uno de los temas que más se han estudiado y sobre el que se sigue investigando, con el objeto de lograr la configuración que permita el mayor rendimiento posible, asegurando a la vez la robustez y la ligereza necesarias. Es por ello que, para conseguir el diseño que mejor se adecúe a las necesidades del proyecto, será necesario encontrar el perfil o perfiles que cumplan con todos los requisitos necesarios.

5.2.1. Número de palas

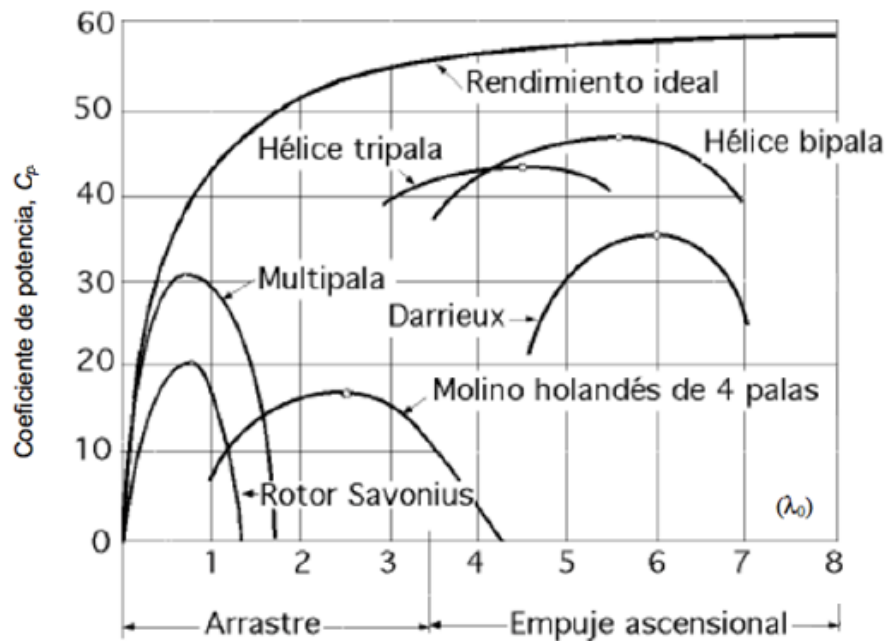


Fig. 5.2. Relación entre C_p y λ_0 dependiendo del tipo de máquina. (Fuente: “Energía eólica”)

Como ya se explicó en el apartado teórico, los rotores basados en la sustentación permiten obtener valores de C_p mucho más elevados. Por ello se empleará un sistema basado en el empuje ascensional cuyas configuraciones posibles son: rotor Darrieus, bipala y tripala.

El rotor Darrieus, además de ser más complicado de fabricar comparado con otros tipos de rotor, no tiene la estructura adecuada para su utilización en los ríos, debido a la variación de la velocidad con la profundidad y a que se desea que sea un sistema flotante. Por la propia estructura del rotor Darrieus sería mejor que estuviera anclado. Por tanto solo quedan como opciones el rotor bipala y el tripala.

A pesar de que el rotor bipala tiene su máxima C_p para un TSR mayor, el rotor tripala funciona de forma más equilibrada, por lo que es la mejor opción.

Por tanto se concluye que el rotor constará de tres palas. Para tener un sistema equilibrado las palas se situarán a 120° .

Número de palas: 3

5.2.2. Elección del valor de celeridad, (λ_0 o Tip Speed Ratio, TSR)

Dependiendo del tipo de máquina, los sistemas tienen unos valores de celeridad típicos:

Tipo de máquina	λ_0 de diseño	Tipo de pala	C_v/C_x
Bombeo de agua	1	Placa plana	10
	1	Placa curvada	20-40
	1	Aspa de tela	10-25
Generadores eólicos pequeños	3-4	Perfil simple	10-50
	4-6	Perfil alabeado	20-100
	3-5	Aspa de tela	20-30
Generadores eólicos grandes	5-15	Perfil alabeado	20-100

Tabla 5.1. Valores de celeridad para máquinas de viento de eje horizontal (Fuente: *eolic.org*)

El sistema se asimila a un generador eólico pequeño, con un perfil, preferiblemente, alabeado. Por tanto, estudiando la tabla, se elige como tipo de máquina el **generador eólico pequeño de perfil alabeado**. Es por ello que el valor de λ_0 tendrá que estar comprendido entre 4 y 6. Estudiando la *Fig.4.2.* se concluye que el valor de celeridad para el cual el coeficiente de potencia es máximo es $TSR=\lambda_0=4.5$.

Celeridad de diseño: $\lambda_0=4.5$

5.2.3. Coeficiente de potencia, C_p

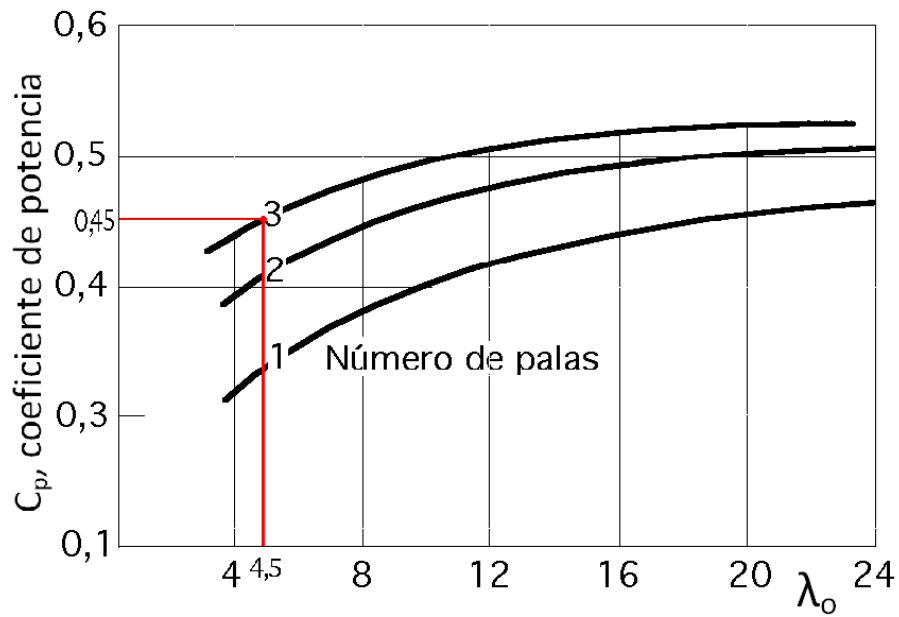


Fig.4.3. Relación entre el coeficiente de potencia (C_p), la celeridad (λ_o) y el número de palas. (Fuente: "Energía Eólica")

Al estudiar la fig. 5.3. se observa que cuanto mayor es el número de palas, mayor es el coeficiente de potencia, aunque las diferencias desaparecen cuando la celeridad adquiere valores elevados. Para el valor escogido ($\lambda_o = 4.5$), sin embargo, existen diferencias en C_p . Dado que en el apartado anterior se explica que la mejor configuración es un rotor tripala, el valor del coeficiente de potencia será en torno a 0.45.

Coeficiente de potencia, $C_p=0.45$

5.2.4. Ratio entre el coeficiente de sustentación y el de arrastre, C_L/C_D

Los coeficientes de arrastre (C_D) y sustentación (C_L) están relacionados por el coeficiente aerodinámico total C_T de la forma:

$$C_T^2 = C_x^2 + C_y^2 \quad (5.1)$$

El mejor funcionamiento de la pala se produce para un ángulo de ataque en el que la relación C_L/C_D sea máxima, como se explicó en el apartado teórico.

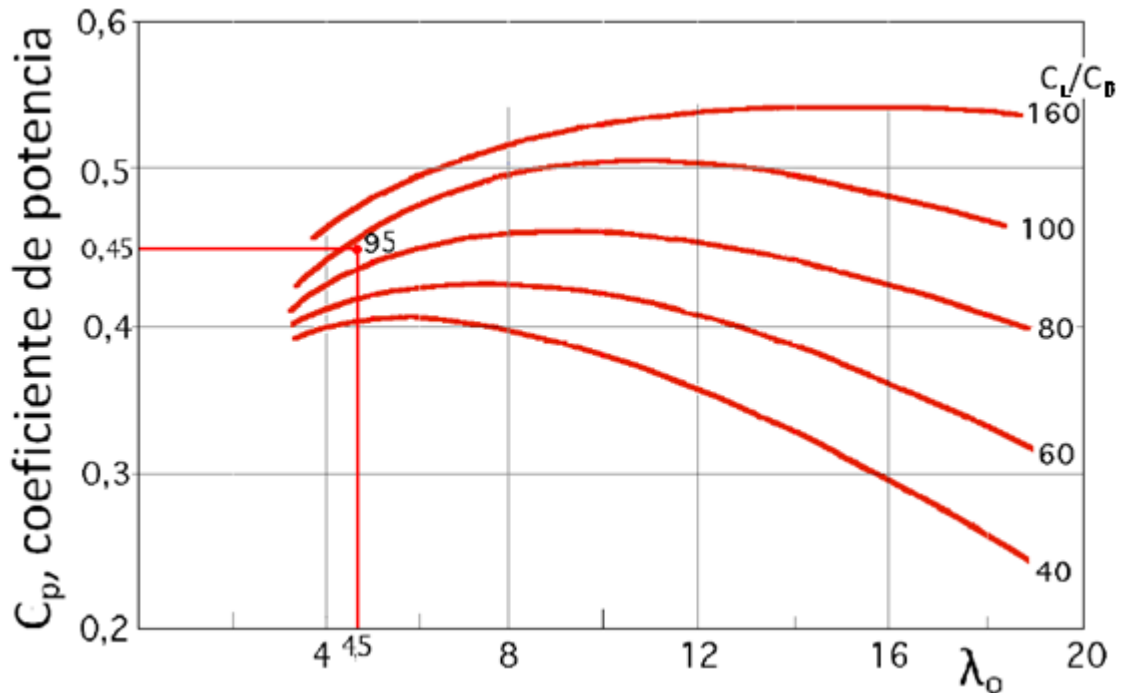


Fig. 5.4. Relación entre C_p y λ_0 para distintos valores del ratio C_L/C_D . (Fuente: “Energía eólica”)

Observando la Fig.5.4 se llega a la conclusión de que para obtener el mayor valor posible de C_p y, por tanto, de potencia máxima, interesa tener un perfil que tenga el mayor ratio posible C_L/C_D . Para el valor escogido de celeridad ($\lambda_0 = 4.5$), los valores de C_p no difieren mucho para los distintos valores de C_L/C_D . Para un valor de $C_p=0.45$, el ratio C_L/C_D tendrá un valor aproximado de 95.

$$C_L/C_D=95$$

5.2.5. Elección del perfil

Una vez estudiados los parámetros que influyen en el rendimiento de la turbina, y teniendo como objetivo obtener el máximo rendimiento posible, se concluye que los álabes del rotor han de cumplir las siguientes características:

- El coeficiente de potencia del perfil tiene que estar en torno a 0.45
- La celeridad del perfil tiene que tener un valor cercano a 4.5
- El perfil ha de tener un elevado ratio C_L/C_D
- El rotor ha de estar conformado por tres palas con el mismo perfil equidistantes 120°.

En base a eso existen una serie de perfiles que cumplen todos los requerimientos. Entre ellos se encuentran los siguientes:

- NACA 4412
- NACA 63A210
- NACA 2.5411
- NACA 2408
- EPPLER E854
- NACA 0012

En el ANEXO III se encuentran las características de dichos perfiles.

A la hora de elegir el perfil será conveniente fijarse también en la facilidad de fabricación, ya que el objeto del proyecto es que sea posible fabricarlo con la tecnología existente en el país y sin incurrir en costes elevados.

Uno de los perfiles más empleados en la pequeña eólica es el NACA 4412. Satisface todos los requerimientos y, además, se cuenta con el know-how de fabricación de la Universidad Mayor de San Simón (UMSS) en Cochabamba. En las experiencias llevadas a cabo en Colombia, Ecuador y Perú también se emplearon perfiles NACA 4412 linealizados, ya que estos perfiles tienen una sección relativamente gruesa que permitiría soportar los esfuerzos. Viendo que además este perfil satisface los requerimientos anteriores (elevado ratio L/D y elevado ratio C_L/C_D), se escoge el perfil NACA 4412.

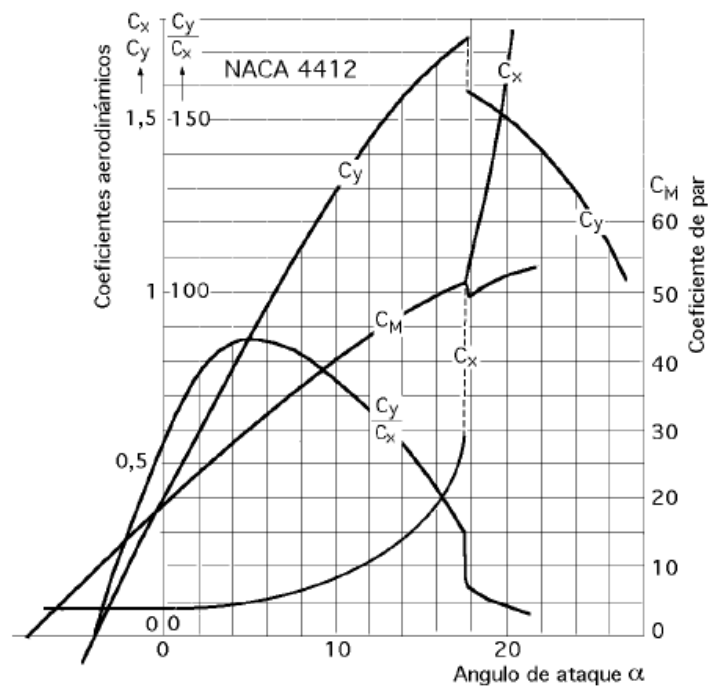


Fig. 5.5. Características del perfil NACA 4412. Coeficientes de Sustentación ($C_y=C_L$) y de arrastre ($C_x=C_D$) respecto del ángulo de ataque, α . (Fuente: indoflyer.net)

El máximo ratio de Sustentación/Arrastre (C_L/C_D), para el perfil NACA 4412 es en torno a 85 y se da para un ángulo de ataque de $\alpha=5^\circ$. Se emplearán estos valores para ejecutar el diseño de los álabes.

5.2.6. Cálculo del diámetro del rotor

Para calcular el diámetro del rotor se empleará la ecuación de potencia extraíble de un fluido por un aerogenerador, demostrada anteriormente:

$$P = C_p \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \cdot \eta_{tr} \cdot \eta_g \quad (5.2)$$

Donde:

P es la potencia de diseño. [W]

C_p es el coeficiente de potencia.

ρ es la densidad del agua (1000 kg/m^3).

S es la superficie de barrido del rotor [m^2]

v es la velocidad de la corriente. [m/s]

η_{tr} es el rendimiento de la transmisión.

η_g es el rendimiento del generador.

Sabiendo que:

$$S = \pi \cdot R^2 \quad (5.3)$$

Entonces:

$$R = \sqrt{\frac{P}{C_p \cdot \rho \cdot \pi \cdot v^3 \cdot \eta_{tr} \cdot \eta_g}} \quad (5.4)$$

Según los datos recabados por el estudio de la demanda energética, el primer año será preciso satisfacer una demanda de 1.8 kW, que se irá incrementando a lo largo de los años. Según todo el estudio realizado anteriormente, y una vez elegido el perfil, C_p tiene un valor aproximado de 0.45. Para los rendimientos del alternador y la transmisión se tomarán los valores de 0.8 y 0.8 respectivamente. Por tanto:

Velocidad (m/s)	Diámetro 500 W(m)	Diámetro 1kW (m)	Diámetro 2kW (m)
0.4	5.88	8.31	11.75
0.6	3.20	4.52	6.40
0.8	2.08	2.94	4.16
1	1.49	2.10	2.97
1.2	1.13	1.60	2.26
1.4	0.90	1.27	1.80
1.6	0.73	1.04	1.47
1.8	0.62	0.87	1.23
2	0.53	0.74	1.05
2.2	0.46	0.64	0.91
2.4	0.40	0.57	0.80
2.6	0.35	0.50	0.71
2.8	0.32	0.45	0.63
3	0.29	0.40	0.57

Tabla 5.2. Valores del diámetro del rotor para distintos valores de la velocidad de la corriente para 500W, 1kW y 2kW. (Fuente: Elaboración propia)

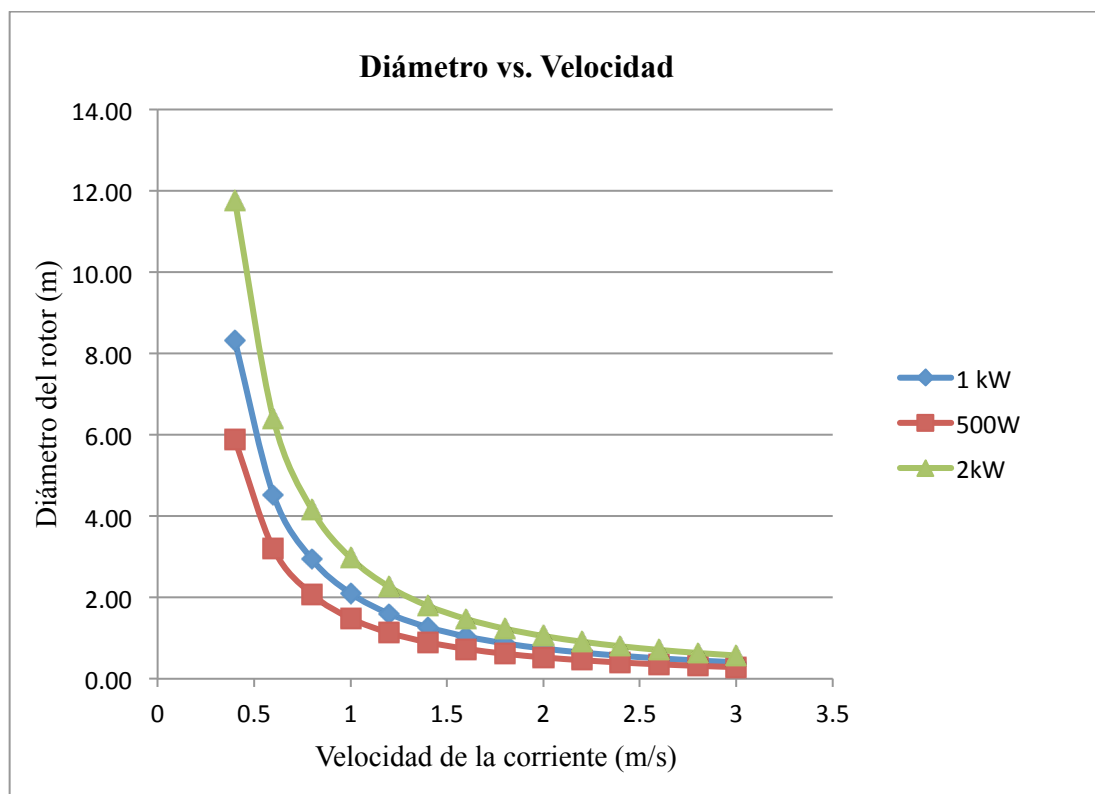


Fig. 5.6. Diámetro vs. Velocidad para 500W, 1kW y 2 kW. (Fuente: Elaboración propia)

Para una velocidad de diseño de 1 m/s, un sistema de una potencia de 2kW precisaría de un rotor de 3 m de diámetro, lo que quizá es un poco grande para las características del río,

si se quiere que sea viable durante todo el año. Por eso se busca el compromiso entre unos valores de generación altos y un funcionamiento constante. Por tanto, es mejor fabricar sistemas más pequeños que satisfagan una potencia menor, pero que funcionen todo el año. Se propone un rotor de tamaño medio entre el de 500W y el de 1kW: un rotor de 90 cm.

La potencia proporcionada por esta turbina, con las características mencionadas anteriormente sería:

$$P = C_p \cdot \rho \cdot S \cdot v^3 \cdot \eta_{tr} \cdot \eta_g = 0.45 \cdot 1000 \cdot \pi \cdot 0.9^2 \cdot 0.8 \cdot 0.8 = 732.87 \text{ W}$$

Longitud de los álabes: 90 cm, Potencia nominal generada: 732.87W

5.2.7. Velocidad de giro del eje

Para saber a qué velocidad girará el rotor será preciso recurrir al valor de celeridad de diseño ($\lambda_0=4.5$). Sabiendo que:

$$\lambda_0 = \frac{\omega \cdot R}{v} \quad (5.5)$$

Donde:

λ_0 es la celeridad de diseño

ω es la velocidad de rotación. [rad/s]

R es el radio de la turbina. [m]

v es la velocidad de la corriente. [m/s]

V corriente (m/s)	ω (rad/s)	n (rpm)
0.4	2.00	19.10
0.6	3.00	28.65
0.8	4.00	38.20
1	5.00	47.75
1.2	6.00	57.30
1.4	7.00	66.84
1.6	8.00	76.39
1.8	9.00	85.94
2	10.00	95.49
2.2	11.00	105.04
2.4	12.00	114.59
2.6	13.00	124.14
2.8	14.00	133.69
3	15.00	143.24

Tabla. 5.3. Velocidad de giro del eje de la turbina en función de la velocidad de la corriente. (Fuente: Elaboración propia)

Para la velocidad de diseño de la corriente, de 1 m/s, el eje de la turbina girará a 47.75 rpm.

Velocidad de giro del eje=47.75 rpm

5.2.8. Cálculo de la sección del álabe

Empleando las ecuaciones descritas en el marco referencial se obtendrán el ángulo de paso y la longitud de la cuerda para cada valor del radio r:

$$\beta = \phi - \alpha \quad (5.6)$$

$$\lambda_r = \frac{\lambda_0 \cdot r}{R} \quad (5.7)$$

$$\phi = \frac{2}{3} \cdot \arctan\left(\frac{1}{\lambda_r}\right) \quad (5.8)$$

$$c = \frac{8 \cdot \pi \cdot r \cdot (1 - \cos \phi)}{Z \cdot C_L} \quad (5.9)$$

Donde:

λ_r es la celeridad local para el radio r .

λ_o es la celeridad de diseño

r es la distancia del centro del rotor a la sección evaluada. [m]

R es el radio de la turbina. [m]

ϕ es el ángulo de inclinación [rad]

c es la cuerda de la sección del álabe. [cm]

Z es el número de palas

C_L es el coeficiente de sustentación

β es el ángulo de paso [°]

α es el ángulo de ataque [°]

Estudiando las características del perfil NACA 4412 descritas en la *Fig.5.5*, se obtiene que $\alpha=4.5^\circ$ y $C_L = 0.8$. A la hora de diseñar el perfil se graficarán las curvas para las secciones separadas 5 cm a lo largo de la longitud del álabe. Empleando las ecuaciones anteriores, se puede obtener el valor de la celeridad, el ángulo de inclinación, el de paso y la cuerda para cada sección:

Sección	Radio (cm)	Celeridad, λ_r	Φ (rad)	Φ (°)	β (°)	Cuerda (cm)
1	5	0.28	0.87	49.65	45.15	18.460
2	10	0.56	0.71	40.63	36.13	25.245
3	15	0.83	0.58	33.46	28.96	26.037
4	20	1.11	0.49	27.99	23.49	24.501
5	25	1.39	0.42	23.84	19.34	22.330
6	30	1.67	0.36	20.64	16.14	20.170
7	35	1.94	0.32	18.14	13.64	18.225
8	40	2.22	0.28	16.15	11.65	16.534
9	45	2.50	0.25	14.53	10.03	15.081
10	50	2.78	0.23	13.20	8.70	13.833
11	55	3.06	0.21	12.08	7.58	12.756
12	60	3.33	0.19	11.13	6.63	11.824
13	65	3.61	0.18	10.32	5.82	11.010
14	70	3.89	0.17	9.61	5.11	10.295
15	75	4.17	0.16	9.00	4.50	9.663
16	80	4.44	0.15	8.45	3.95	9.102
17	85	4.72	0.14	7.97	3.47	8.600
18	90	5.00	0.13	7.54	3.04	8.149

Tabla 5.4. Ángulo de inclinación y de paso, y cuerda del álabe por sección. (Fuente: Elaboración propia)

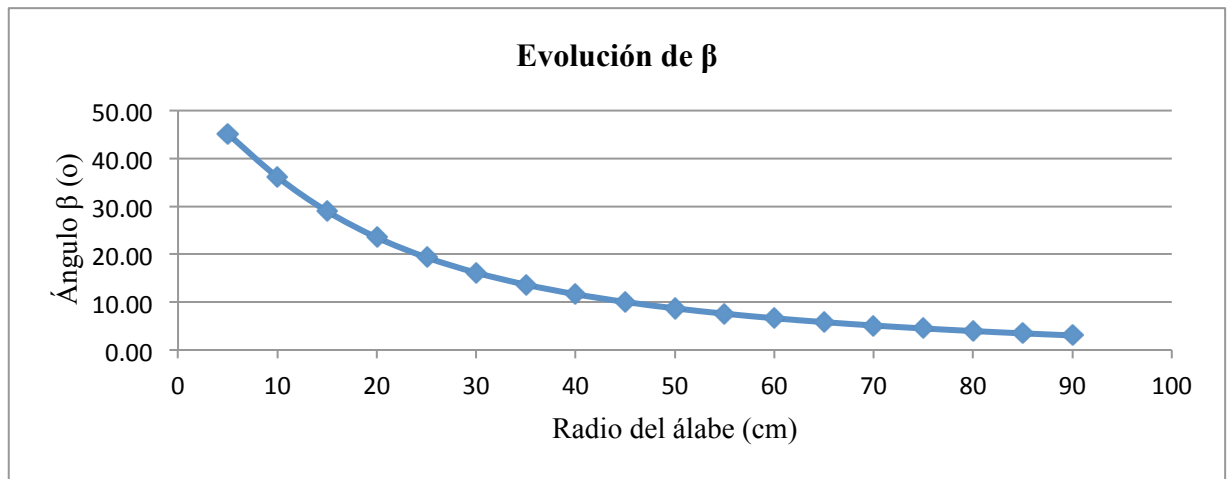


Fig. 5.7. Evolución del ángulo de paso con el radio. (Fuente: Elaboración propia)

Sección	Radio (cm)	Cuerda (cm)	Cuerda1 (cm)	Cuerda2 (cm)
1	5	18.460	9.230	-9.230
2	10	25.245	12.623	-12.623
3	15	26.037	13.019	-13.019
4	20	24.501	12.250	-12.250
5	25	22.330	11.165	-11.165
6	30	20.170	10.085	-10.085
7	35	18.225	9.112	-9.112
8	40	16.534	8.267	-8.267
9	45	15.081	7.540	-7.540
10	50	13.833	6.916	-6.916
11	55	12.756	6.378	-6.378
12	60	11.824	5.912	-5.912
13	65	11.010	5.505	-5.505
14	70	10.295	5.148	-5.148
15	75	9.663	4.832	-4.832
16	80	9.102	4.551	-4.551
17	85	8.600	4.300	-4.300
18	90	8.149	4.075	-4.075

Tabla 5.5. Evolución de la cuerda con el radio. (Fuente: Elaboración propia)

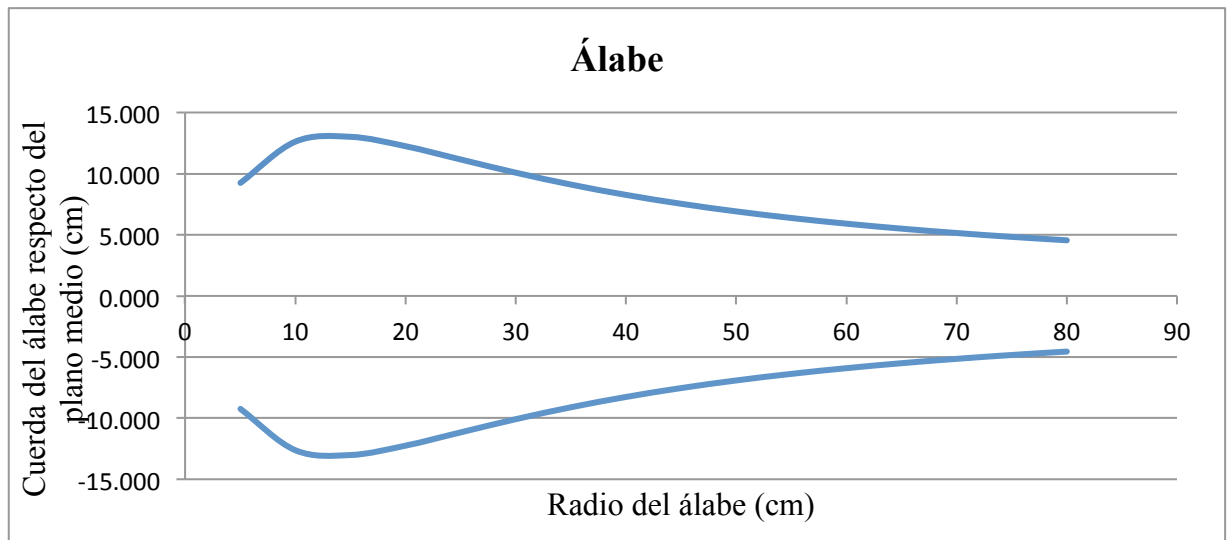


Fig. 5.8. Evolución de la cuerda respecto del plano medio con el radio del álabe. (Fuente: Elaboración propia)

5.2.9. Linealización del álabe

Al observar la variación del ángulo de paso (fig. 5.7), se ve que sigue una progresión no lineal. También se ve esta variación no lineal al estudiar la forma del álabe resultante (fig. 5.8). Teniendo en cuenta que esto implica complicaciones en la fabricación de las palas, para facilitar su construcción, se procederá a una linealización tanto de la cuerda como de los ángulos de paso (β). Este método ha sido utilizado en la industria de los aerogeneradores desde la década de los 80 y consiste en convertir la cuerda, c , y el ángulo de paso, β , en parámetros lineales dependientes del radio. Para ello se convertirá la variación del ángulo β y de la cuerda, c , en dos rectas trazadas a partir de los puntos $r=0.5R$ y $r=0.9R$. Como resultado de la linealización del perfil, se obtienen nuevos valores de β ($^\circ$) y c (cm). Cabe resaltar que el cambio del álabe teórico al linealizado no resulta en una pérdida significativa de potencia. Esto se debe a que el mayor aporte a la generación de potencia en el rotor se da en la zona de la periferia, donde los cambios del valor de la cuerda y del ángulo de paso no son muy significativos. Lo contrario se da en las zonas próximas al buje, donde el aporte al par es menor. Las rectas de linealización toman como puntos de paso $r=0.5R$ y $r=0.9R$ y a partir de las rectas obtenidas se procede al cálculo de la cuerda y ángulo de paso definitivos.

5.2.9.1. Linealización de la cuerda

Se linealizarán las cuerdas y ángulos de paso entre $r=0.5R$ y $r=0.9R$. Según la ecuación de la cuerda linealizada: $c=\alpha_1 \cdot r + \alpha_2$, por lo que, para los siguientes valores del radio y cuerda:

Radio (cm)	Cuerda (cm)
0.5R=45 cm	15.081
0.9R= 81 cm	8.997

Obtenemos el sistema de ecuaciones:

$$\begin{cases} c_{0.5R} = \alpha_1 \cdot 0.5R + \alpha_2 \\ c_{0.9R} = \alpha_1 \cdot 0.9R + \alpha_2 \end{cases} \rightarrow \begin{cases} 15.081 = \alpha_1 \cdot 45 + \alpha_2 \\ 8.997 = \alpha_1 \cdot 81 + \alpha_2 \end{cases} \rightarrow \alpha_1 = -0.168 \text{ y } \alpha_2 = 22.685$$

Al reemplazar estos valores en la ecuación de la cuerda linealizada se obtiene la nueva expresión de la cuerda, que ahora es dependiente de forma lineal con el radio:

$$c = -0.168 \cdot r + 22.685 \quad (5.10)$$

5.2.9.2. Linealización del ángulo de paso, β

Según la ecuación de la linealización del ángulo de paso β : $\beta = \alpha_3 \cdot r + \alpha_4$, por lo que, para los siguientes valores de radio y ángulo de paso:

Radio	Beta (°)
0.5R=45	10.03
0.9R= 81 cm	3.85

Se obtiene el siguiente sistema de ecuaciones:

$$\begin{cases} \beta_{0.5R} = \alpha_3 \cdot 0.5R + \alpha_4 \\ \beta_{0.9R} = \alpha_3 \cdot 0.9R + \alpha_4 \end{cases} \rightarrow \begin{cases} 10.03 = \alpha_3 \cdot 45 + \alpha_4 \\ 3.85 = \alpha_3 \cdot 81 + \alpha_4 \end{cases} \rightarrow \alpha_3 = -0.172 \text{ y } \alpha_4 = 17.755$$

Reemplazando estos valores en la ecuación del ángulo β linealizado se obtiene la nueva expresión del ángulo de paso, que ahora es lineal con el radio:

$$\beta = -0.172 \cdot r + 17.755 \quad (5.11)$$

Tabulando los nuevos valores de cuerda y ángulo de paso linealizados se obtienen los siguientes valores:

Sección	Radio (cm)	β (°)	Cuerda (cm)	β lineal (°)	Cuerda lineal (cm)
1	5	43.93	17.618	16.895	21.845
2	10	34.16	22.951	16.035	21.005
3	15	26.73	22.764	15.175	20.165
4	20	21.27	20.835	14.315	19.325
5	25	17.25	18.631	13.455	18.485
6	30	14.21	16.611	12.595	17.645
7	35	11.88	14.873	11.735	16.805
8	40	10.03	13.405	10.875	15.965
9	45	8.55	12.168	10.015	15.125
10	50	7.33	11.121	9.155	14.285
11	55	6.31	10.227	8.295	13.445
12	60	5.45	9.459	7.435	12.605
13	65	4.72	8.792	6.575	11.765
14	70	4.08	8.210	5.715	10.925
15	75	3.53	7.698	4.855	10.085
16	80	3.04	7.244	3.995	9.245
17	85	2.61	6.839	3.135	8.405
18	90	2.22	6.476	2.275	7.565

Tabla 5.6. Valores linealizados del ángulo de paso y cuerda. (Fuente: Elaboración propia)

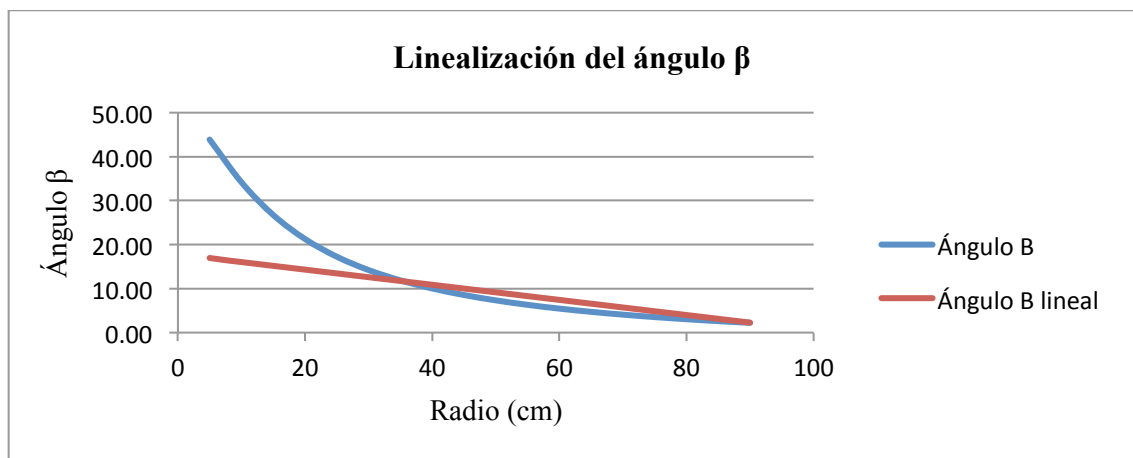


Fig. 5.9. Evolución del ángulo de paso con el radio para el caso teórico y el linealizado. (Fuente: Elaboración propia)

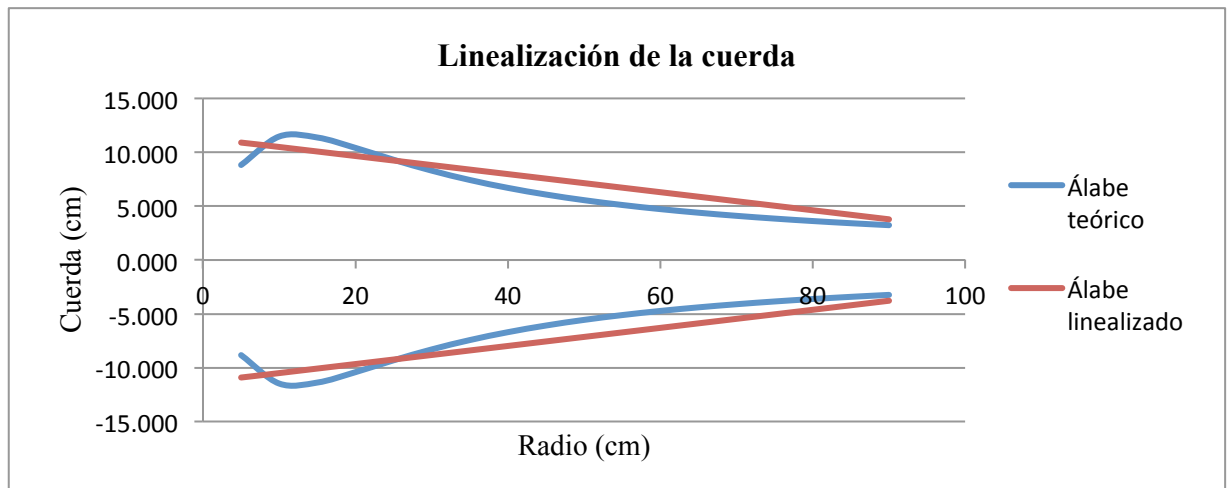


Fig. 5.10. Evolución con el radio de la cuerda respecto al plano medio para el caso teórico y el linealizado. (Fuente: Elaboración Propia)

5.2.10. Diseño de los perfiles

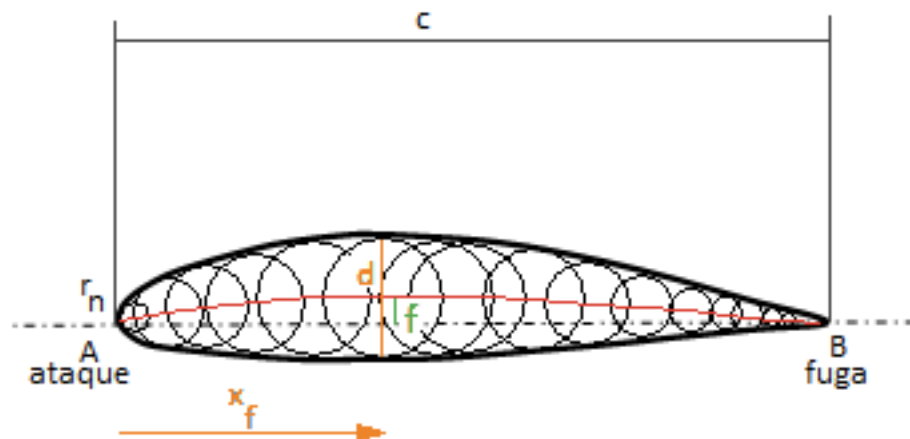


Fig. 5.11. Esquema de la sección cualquiera de un perfil alar. (Fuente: Tecnología Energética)

Entre el extradós (línea de menor presión) y el intradós (línea de mayor presión) se pueden introducir infinitas circunferencias entre cuyos centros pasa la línea media. El diámetro del mayor de ellos (d) es el espesor del perfil y junto a su posición (x_f) y la longitud de la cuerda, c , definen completamente el perfil. El perfil se obtiene mediante dos parábolas tangentes en el punto de máxima línea media.

En los perfiles NACA (National Advisory Committee of Aeronautics) de cuatro cifras (NACA-ABCD), cada cifra tiene un significado:

- La primera cifra, *A*, tiene un significado geométrico, e indica la máxima flecha de la línea media de la cuerda en %, proporcionando la máxima curvatura.
- La segunda cifra, *B*, tiene un significado geométrico, e indica su posición, es decir, la distancia desde el borde de ataque hasta la posición de la máxima flecha de la línea media o máxima curvatura
- Las dos últimas cifras, *CD*, indican el espesor relativo máximo en % respecto a la cuerda.

Por tanto el perfil NACA 4412 indica que tiene un 4% de altura máxima de la línea media, situada a un 40% del borde de ataque con un espesor relativo del 12%.

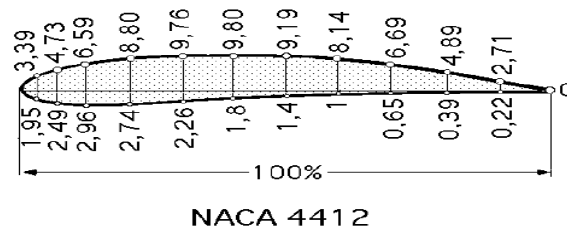


Fig. 4.12. Parámetros para la construcción de un perfil NACA 4412. (Fuente: “Energía Eólica”)

Como ya se explicó en los apartados anteriores, el perfil escogido para la construcción de las palas es el perfil aerodinámico NACA 4412. Para el diseño y construcción de dichas palas se graficará el perfil para cada sección separada 5 cm a lo largo de la longitud del álabe. Dichas secciones tendrán la cuerda obtenida tras la linealización de la misma y estarán giradas respecto del plano de origen un ángulo de paso cuya variación es también lineal con el radio.

El perfil NACA 4412 tiene los siguientes parámetros de construcción:

X	Y(+)	Y(-)
0	0	0
1.25	2.44	-1.43
2.5	3.39	-1.95
5	4.73	-2.49
7.5	5.76	-2.74
10	6.59	-2.86
15	7.89	-2.88
20	8.8	-2.74
25	9.41	-2.5
30	9.76	-2.26
40	9.8	-1.8
50	9.19	-1.4
60	8.14	-1
70	6.69	-0.65
80	4.89	-0.39
90	2.71	-0.22
95	1.47	-0.16
100	0	0

Tabla 4.7. Nube de puntos correspondiente al perfil NACA 4412. (Fuente: Airfoil Investigation Database)

Para el resto de secciones, consultar el ANEXO IV

5.2.11. Construcción de los álabes

La construcción de los álabes se ha hecho de tal forma que la distancia del eje de giro a la punta sea de 90 cm. De esta forma se ha perdido parte de la configuración de la raíz del aspa, pero esto no presenta un problema ya que la mayor cantidad de par se produce en la punta. Por ello variación del perfil en la zona más ancha no supondrá una gran pérdida.

El rotor podría ser fabricado en distintos materiales, siempre y cuando cumpla la premisa de ser rígido sin ser demasiado pesado y que resista bien la corrosión. Dado que se cuenta con la tecnología de fabricación de moldes para fabricar palas con resina y fibra de vidrio en la UMSS de Cochabamba, sería posible fabricar los álabes mediante moldes. Otras alternativas viables serían la aleación de aluminio y la utilización de madera revestida para evitar la corrosión. Por su facilidad de fabricación, quizá esta última es la mejor opción. En experiencias con aerogeneradores, la raíz del álabe se hace en madera revestida de fibra de carbono, mientras que el resto de la pala es hueca. Esto permite aligerar el peso de los componentes a la par que dota de rigidez a la pala en la raíz. Aunque en el caso de la TCA el peso de las palas no es tan relevante como en el de un aerogenerador, sí que sería conveniente que no fueran muy pesadas, para no comprometer la flotación del equipo y someter al eje a esfuerzos demasiado grandes.

Es necesario recalcar que el acabado superficial es crítico en el funcionamiento del equipo, y que por tanto hay que proteger muy bien la superficie de las aspas ante cualquier agente corrosivo, para evitar una caída drástica de la potencia en el eje.

5.3. Sistema de generación

El objetivo del equipo es extraer la energía cinética del agua y convertir esa potencia mecánica de giro en potencia eléctrica. Para ello se acoplará un generador al eje en movimiento. El alternador transforma el par transmitido a su eje en una corriente eléctrica utilizable. Para ello existen máquinas de varios tipos que se pueden conectar a la red en distintas configuraciones.

5.3.1. Alternadores Asíncronos en conexión directa.

En el rotor de un generador asíncrono el campo eléctrico inducido en el rotor se produce cuando existe una diferencia entre la velocidad de giro del rotor y el estator llamada deslizamiento o *slip* (s). El alternador genera energía para todo el rango de velocidades menos la velocidad de sincronismo.

$$s = \frac{\omega_s - \omega_m}{\omega_s} = \frac{\omega_r}{\omega_s} \quad (5.12)$$

Donde

ω_r es la pulsación del rotor

ω_s es la pulsación del estator

El par mecánico inducido entre el rotor y el estator depende del valor del deslizamiento. Esta posibilidad de funcionar con un pequeño desfase positivo respecto a la frecuencia de red, hace que esta sea la máquina más usada en las pequeñas centrales hidroeléctricas y los aerogeneradores. En este tipo de aplicaciones el par generado es variable, ya que depende del caudal o de la velocidad del viento, y el generador tiene que ser capaz de soportar estas variaciones.

En un generador asíncrono el rotor se encuentra cortocircuitado (en configuración “jaula de ardilla”). El valor máximo del deslizamiento dependerá de la resistencia rotórica. Si se desea variar el deslizamiento, se puede diseñar un rotor con una resistencia variable. El aumento del deslizamiento aumenta el rango de desfases en el que el alternador puede operar, pero disminuye el rendimiento del sistema.

5.3.2. Alternadores síncronos y conexión mediante variadores de frecuencia.

El rotor de los alternadores síncronos está compuesto de una serie de electroimanes excitados mediante corriente continua. El rotor gira a la misma frecuencia que el campo eléctrico del estator, es decir, a la frecuencia de la red eléctrica. La necesidad de sincronismo con la red implica que estas máquinas solo pueden trabajar en un pequeño rango de velocidades y ejercen grandes cargas sobre el mecanismo multiplicador. Actualmente este tipo de alternadores funciona a velocidad variable conectados a la red a través de variadores de frecuencia. Los variadores de frecuencia son sistemas basados en la electrónica de potencia que permiten pasar la corriente alterna de frecuencia variable a corriente continua y de nuevo a alterna a frecuencia de red. Los generadores síncronos tienen rendimientos mayores que los asíncronos pero la utilización de los variadores de frecuencia reduce esa diferencia casi a cero.

5.3.3. Criterios de elección

i) Comportamiento al conectarse a la red

La conexión del alternador a una red con una frecuencia fija, fuerza al campo del estator a girar a una velocidad constante, mientras que el rotor gira a una velocidad variable siguiendo las variaciones de la corriente. La consecuencia es que se producen muchos esfuerzos en el mecanismo de multiplicación y variaciones en la potencia generada. Para minimizar estos problemas es necesario una cierta holgura entre la velocidad de la corriente y la del alternador. La experiencia en el campo de la energía eólica indica que un 2-3% de holgura son suficientes. Estos valores son permisibles mediante el deslizamiento de una máquina asíncrona. En una máquina síncrona es posible la conexión directa a la red mediante el uso de variadores de frecuencia.

ii) Rango de velocidades

Esta holgura permite minimizar las cargas sufridas por el multiplicador, pero no permiten maximizar la potencia generada, ya que no permite el funcionamiento en todo el

rango de velocidades de la corriente que se quiere aprovechar. Esta amplitud de velocidades solo podría aprovecharse empleando un alternador síncrono de velocidad variable con variadores.

iii) Disponibilidad

Los motores asíncronos están muy extendidos en todos los campos de la industria, por lo que existe una gran variedad de modelos para todos los rangos de potencia. Estos motores pueden ser empleados como generadores sin apenas variaciones en su diseño. Estas máquinas son muy robustas, relativamente económicas y requieren muy poco mantenimiento. Sin embargo, por su configuración su número de pares de polos es bastante limitado (generalmente dos o tres pares de polos), por lo que sería necesario un sistema de multiplicación. Los motores síncronos también están muy extendidos, pero su precio y su requerimiento de mantenimiento son mayores. También es posible construir un generador síncrono de imanes permanentes. La tecnología de fabricación no requiere de maquinaria especializada, tiene un coste relativamente bajo y se han tenido buenas experiencias en el campo de los aerogeneradores a pequeña escala.

iv) Sincronismo con la red

Los generadores asíncronos se conectan a la red sin ningún problema, ya que generan siempre a la frecuencia de red. Con los generadores síncronos si que puede producirse algún problema, pero los nuevos variadores están reduciendo estos problemas casi a cero.

v) Rendimiento

La diferencia de rendimiento para generadores asíncronos con bajo deslizamiento y generadores síncronos es muy pequeña, del orden del 2%. Si al alternador síncrono le añadimos las pérdidas producidas durante la conversión e inversión, el rendimiento es prácticamente el mismo.

vi) Coste

A pesar de que hace cinco años el variador costaba más que el propio alternador síncrono, actualmente la electrónica de potencia es cada vez más barata, a la vez que el rendimiento de los componentes aumenta.

Teniendo en cuenta todos los criterios anteriores, se concluye que lo más apropiado sería el empleo de un **motor síncrono como generador**.

Sabiendo que existe la tecnología en el país, y si se desea realizar una transferencia total de tecnología, se puede considerar también la posibilidad de fabricar un generador de imanes permanentes.

5.3.4. Cálculos para la fabricación de un generador de imanes permanentes

En el caso de optar por un generador de imanes permanentes, los cálculos que habría que realizar son los siguientes:

5.3.4.1. Cálculo del número de pares de polos

Para un estator de p polos, dentro del cual gira a n rpm un campo magnético de también p polos, la frecuencia del voltaje generado viene dada por la siguiente expresión:

$$f = \frac{p \cdot n}{120} \quad (5.13)$$

Donde:

f es la frecuencia. [Hz]

p es el número de polos, que siempre ha de ser par

n es la velocidad de giro del eje. [rpm]

El número de pares de polos es independiente del número de fases del generador (n_ϕ). Cada fase del generador corresponde a una bobina que es atravesada por el flujo magnético del rotor de la máquina. Las fases son idénticas en su configuración, están aisladas eléctricamente entre sí y desplazadas en el espacio a una distancia α .

$$\alpha = \frac{360}{n_\phi} \cdot \frac{1}{p/2} \quad (5.14)$$

Donde

n_ϕ es el número de fases del generador

α es la distancia entre las fases.

Actualmente se emplean principalmente sistemas de generación trifásicos. Si el alternador se diseña para generar en trifásica, éste constará de tres grupos de bobinas aisladas eléctricamente separadas de forma equidistante un ángulo $\alpha = 120 \cdot \frac{1}{p/2}^\circ$ eléctricos en el estator.

Para mantener constante la frecuencia del voltaje generado, y así poder conectar la mayoría de los equipos fabricados en la actualidad, las variables de control son el número de polos y la velocidad de rotación mecánica. Por tanto las formas de controlar la frecuencia serían:

1. Controlar la velocidad de giro del eje del generador, que depende de la velocidad instantánea de la corriente.
2. Rectificar el voltaje generado para luego invertirlo en forma controlada, consiguiendo así la magnitud y frecuencia deseadas.

Considerando las dos alternativas, se opta por la segunda, ya que el control de velocidad del eje del aerogenerador implica emplear equipos de control en línea muy complejos, que no se justifican en este caso debido a su elevado coste. Para rectificar será necesario emplear un convertidor y un regulador de carga.

Se intentará generar un voltaje a una frecuencia cercana a la frecuencia de red, 50 Hz. El empleo de una frecuencia elevada, además, facilita el aislamiento de la corriente y disminuye el rizado del voltaje a la salida del rectificador.

El número de revoluciones por minuto a la que gira la máquina se obtiene de la expresión de la celeridad, que relaciona la velocidad de la corriente con la velocidad angular del rotor:

$$\lambda_0 = \frac{\omega \cdot R}{v} \quad (5.15)$$

Donde

λ_0 es el valor de celeridad del diseño

ω es la velocidad angular del rotor. [rad/s]

R es el radio del rotor. [m]

v es la velocidad de la corriente. [m/s]

Reemplazando los valores de diseño ($\lambda_0=4.5$; $R=0.9$ m) en la expresión (5.15) se obtiene:

$$\omega = 5 \cdot v \text{ rad/s}$$

En rpm:

$$n = 5 \cdot v \frac{\text{rad}}{\text{s}} \cdot \frac{1 \text{ rev}}{2\pi \text{ rad}} \cdot \frac{60 \text{ s}}{1 \text{ min}} = 47.75v \text{ rpm}$$

Volviendo a la expresión de la frecuencia (5.13):

$$f = \frac{p \cdot n}{120} = \frac{p \cdot 47.75v}{120} = 0.398v \cdot p \text{ Hz}$$

Luego, dependiendo de la velocidad de la corriente, para generar a 50 Hz, serían necesarios el siguiente número de polos:

$$p = \frac{50}{0.398v}$$

Velocidad (m/s)	Polos	Pares de polos
0.2	628	314
0.4	314	157
0.6	209	105
0.8	157	79
1	126	63
1.2	105	52
1.4	90	45
1.6	79	39
1.8	70	35
2	63	31
2.2	57	29
2.4	52	26
2.6	48	24
2.8	45	22
3	42	21

Tabla 5.8. Número de pares de polos necesarios para generación a 50 Hz en función de la velocidad de la corriente. (Fuente: Elaboración propia)

Para la velocidad de diseño de 1 m/s, el número de pares de polos es muy elevado, lo cual no es factible debido a restricciones espaciales y de presupuesto. La solución sería elevar la velocidad de rotación del eje que está conectado al alternador. Para ello se empleará una “caja multiplicadora” que en este caso estará formada por poleas.

Por otro lado, si se desea optimizar el espacio del generador, al elegir el número de polos como un múltiplo par de 3, es posible aprovechar el flujo generado por los imanes en todo momento. Por este motivo, se elige como número de polos 18.

Si queremos generar voltaje a 50 Hz con un generador de 9 pares de polos (18 polos), la velocidad de rotación del eje debería ser:

$$n = \frac{120 \cdot f}{p} = \frac{120 \cdot 50}{18} = 333.33 \text{ rpm}$$

Elegiremos la velocidad de 1 m/s para establecer la relación de multiplicación. La etapa de inversión permite que se genere voltaje también a otras velocidades, de forma que luego la frecuencia es rectificadora.

5.3.4.2. Relación de multiplicación

A una velocidad de la corriente del río de 1 m/s, el eje del rotor gira a $n=59.68$ rpm. Para poder generar un voltaje de 50 Hz con esa velocidad, el eje de entrada al alternador debería girar a 333.33 rpm, por tanto la relación de multiplicación de las poleas debería ser:

$$i = \frac{A_1}{A_2} \quad (5.16)$$

Entonces:

$$\frac{A_1}{A_2} = \frac{333.33}{47.75} \approx 7$$

Con esta relación de multiplicación y el número de polos elegido (18 polos, 9 pares), la frecuencia a la que se generará el voltaje para las distintas velocidades de la corriente será la siguiente:

Velocidad (m/s)	nrotor (rpm)	ngenerador (rpm)	Frecuencia (Hz)
0.2	9.55	66.85	10.03
0.4	19.10	133.70	20.06
0.6	28.65	200.55	30.08
0.8	38.20	267.40	40.11
1	47.75	334.25	50.14
1.2	57.30	401.10	60.17
1.4	66.85	467.95	70.19
1.6	76.40	534.80	80.22
1.8	85.95	601.65	90.25
2	95.50	668.50	100.28
2.2	105.05	735.35	110.30
2.4	114.60	802.20	120.33
2.6	124.15	869.05	130.36
2.8	133.70	935.90	140.39
3	143.25	1002.75	150.41

Tabla. 5.9. Frecuencia del voltaje generado dependiendo de la velocidad de la corriente.
(Fuente: Elaboración propia)

5.4. Transmisión y multiplicación

Para transmitir la potencia del eje de las palas al del generador será necesario diseñar un sistema de transmisión adecuado. Existían tradicionalmente tres métodos muy empleados en la industria: transmisión mediante engranajes, transmisión mediante el uso de correas flexibles y cadenas de rodillos. A estos tres se les ha unido un último sistema que es una fusión de los sistemas de correas flexibles y los de cadenas de rodillos: la transmisión mediante correas dentadas, también conocidas como correas de sincronización.

Para transmitir la potencia del eje de las palas al del generador será necesario diseñar un sistema de transmisión adecuado. Existían tradicionalmente tres métodos muy empleados en la industria: transmisión mediante engranajes, transmisión mediante el uso de correas flexibles y cadenas de rodillos. A estos tres se les ha unido un último sistema que es una fusión de los sistemas de correas flexibles y los de cadenas de rodillos: la transmisión mediante correas dentadas, también conocidas como correas de sincronización.

Éste presenta ventajas evidentes respecto a los otros sistemas:

- La transmisión mediante engranajes puede suponer grandes pérdidas en la configuración que aquí se plantea y tiene un coste bastante elevado.
- El uso de correas flexibles podría resultar poco efectivo en el medio acuático, ya que la transmisión de potencia está basada en el rozamiento.
- La efectividad de las cadenas de rodillos podría verse mermada por atascos debido a las partículas arrastradas por el río.

Es por todas estas razones por lo que se concluye que el uso de correas dentadas es la mejor solución para la transmisión.

Las correas dentadas constituyen un sistema moderno de transmisión de potencia que reúne la práctica totalidad de las ventajas de las correas planas y trapezoidales y elimina sus inconvenientes. Sus elementos de tracción usuales son cables de acero lo que les permite soportar grandes esfuerzos sin experimentar mucha tracción bajo carga. Su tensión inicial puede ser muy baja, lo que origina una reducida carga en los cojinetes y no precisa (aunque no son desechables) elementos tensores. Se construyen a base de neopreno al que se le coloca una cubierta exterior de nylon. En este caso no se precisan poleas acanaladas, sino dentadas, lo que hace que la transmisión sea sincronizada. Además entre otras ventajas, tiene un funcionamiento silencioso y no precisa de lubricación. Como las poleas que requieren se tallan con dientes la transmisión que realizan es sincronizada lo que en muchos casos además de útil es necesario.

Las poleas que se usan para transmisiones con correas se fabrican con distintos materiales, siendo los más comunes: fundición de hierro, acero y aleaciones ligeras. Antiguamente se fabricaban poleas de madera, pero actualmente están en desuso. Hoy las dimensiones de las poleas están normalizadas.

Las poleas para correas dentadas son similares a engranajes de gran paso. Para un funcionamiento continuado y sin problemas es muy importante que las aristas de los dientes se redondeen.

Si la transmisión soporta movimientos bruscos, las poleas se construyen con guías laterales para evitar que la correa se salga de su zona de contacto con la polea.

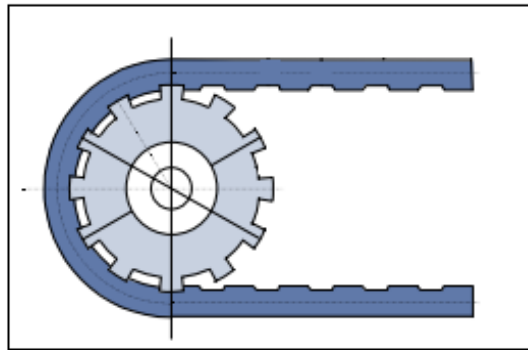


Fig.4.13. Correa y polea dentada (Fuente: “Transmisión por correas dentadas”)

5.4.1. Principios teóricos de la transmisión por correas dentadas

La relación de transmisión de estas correas viene dada por la expresión:

$$d_{p1} \cdot n_1 = d_{p2} \cdot n_2 \quad (5.17)$$

Donde:

d_{p1} y d_{p2} son los diámetros primitivos de las poleas. [mm]

n_1 y n_2 son el número de revoluciones de ambas poleas

Teniendo en cuenta las bases del diseño de engranajes, se sabe que:

$$\pi \cdot d_{p1} = p \cdot Z_1 \quad (5.18)$$

Donde

p es el paso. [mm]

Z_1 es el número de dientes de la polea 1

Despejando y sustituyendo en la expresión anterior se obtiene:

$$d_{p1} = \frac{p}{\pi} \cdot Z_1 \quad (5.19)$$

Sabiendo que la expresión del módulo, m , es la siguiente:

$$m = \frac{p}{\pi} \quad (5.20)$$

Entonces se obtiene:

$$m = \frac{p}{\pi} = \frac{d_{p1}}{Z_1} = \frac{d_{p2}}{Z_2} \quad (5.21)$$

Y por tanto:

$$d_{p1} = m \cdot Z_1 ; d_{p2} = m \cdot Z_2 \quad (5.22)$$

Sustituyendo d_{p1} y d_{p2} se obtiene que la relación de transmisión también puede expresarse por:

$$Z_1 \cdot n_1 = Z_2 \cdot n_2 \quad (5.23)$$

El número mínimo de dientes en contacto entre la polea más pequeña y la correa se calcula usando la siguiente fórmula:

$$Z_c = \frac{\beta}{360} \cdot Z_1 \quad (5.24)$$

Donde

Z_c es el número de dientes en contacto.

β es el ángulo de contacto polea-correa [°]

Z_1 es el número de dientes de la polea 1.

En este tipo de correas se denomina *Potencia base* a la potencia transmitida por cada cm de anchura de correa.

Estas correas se agrupan comercialmente en varios tipos. Los tipos más comunes son: XL, L, H, XH, y XXH y 5M, 8M, 14M y 20M. Sus características de paso se presentan en la siguiente tabla:

Tipo	Paso (mm)
XL	5.08
L	9.525
H	12.7
XH	22.225
XXH	31.75
5M	5.0
8M	8.0
14M	14.0
20M	20.0

Tabla 5.10. Tipos de correas dentadas y pasos correspondientes. (Fuente: MITCalc)

Los fabricantes ofrecen catálogos en los que aportan la potencia base de los distintos modelos de correas.

Para calcular la potencia corregida es preciso afectar a la potencia a transmitir por diferentes coeficientes de corrección debidos a la transmisión, la multiplicación, el tiempo de funcionamiento, etc.

La expresión de la potencia corregida sería por tanto:

$$P_C = P \cdot C_T \quad (5.25)$$

Donde

P_C es la potencia corregida. [kW]

P es la potencia de transmisión deseada. [kW]

C_T es el coeficiente de corrección.

Una vez conocida la potencia corregida P_C y la potencia base que puede transmitir una determinada correa P_b , se obtiene la anchura de correa necesaria por el cociente de ambas, es decir:

$$b = \frac{P_C}{P_b} \quad (5.26)$$

Una vez calculada la anchura b de la correa, se escoge en un catálogo el ancho comercial inmediatamente superior.

Los anchos comerciales de las correas dentadas se presentan en las siguientes tablas:

Tipo	Anchuras (mm)
XL	6.35;9.652 mm
L	12.7;19.05;25.4 mm
H	19.05;25.4;38.1;50.8 mm
XH	50.8;76.2;101.6 mm
XXH	50.8;76.2;101.6;127 mm
5M	9;15;25 mm
8M	20; 30; 50 mm
14M	40; 55; 85 mm
20M	115;170;230;290;340 mm

Tabla 5.11. Anchos normalizados de las correas.(Fuente: MITCalc)

5.4.2. Cálculo del sistema de transmisión mediante el programa MITCalc

Dado que el cálculo exacto del sistema de transmisión es un tanto complicado, existe software especializado en este tipo de cálculos. Para dimensionar las poleas y la correa se ha empleado el software MITCalc (*Mechanical, Industrial and Technical Calculations*). Este software es de uso muy sencillo, ya que consiste en una hoja de cálculo en la que se introducen los parámetros de entrada y el programa arroja como resultado la correa y las poleas que han de emplearse. A continuación se muestra la solución ofrecida por el programa para el sistema de transmisión:

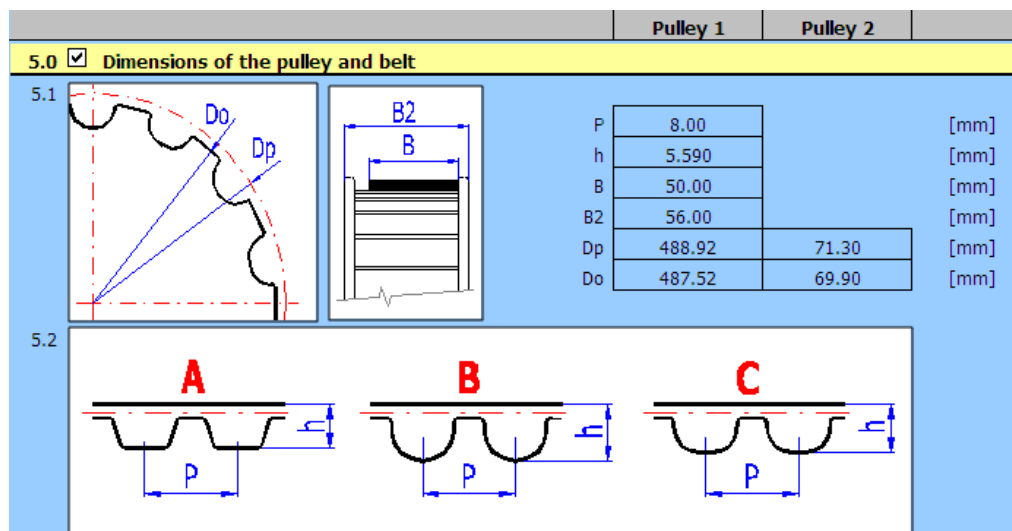


Fig.5.14. Pantalla de resultados para el sistema de transmisión. (Fuente: Programa MITCalc)

El sistema de transmisión diseñado con los parámetros de entrada del sistema por el programa MITCalc, tiene las siguientes características:

- Paso de la correa, $P=8\text{ mm}$
- Grosor de la correa, $h=5.590\text{ mm}$
- Anchura de la correa, $B=50.0\text{ mm}$
- Correa empleada: 8M de 50 mm de ancho
- Anchura de la polea, $B_2=56\text{ mm}$.
- Diámetros primitivos, $D_{P1}=488.92\text{ mm}$; $D_{P2}=71.30\text{ mm}$
- Diámetros originales, $D_{O1}=487.52\text{ mm}$; $D_{O2}=69.90\text{ mm}$
- Número de dientes, $Z_1=192$; $Z_2=28$.

El resto del programa, con los datos introducidos, se encuentra en el ANEXO V.

5.5. Sistema de anclaje y flotación

El sistema de anclaje y flotación son muy relevantes a la hora del funcionamiento de la turbina, ya que son los encargados de que la turbina se mantenga siempre en la zona de máxima velocidad de la corriente y que no se vea arrastrada por el agua u objetos que floten en ella.

5.5.1. Sistema de anclaje

El sistema está diseñado para trabajar en los puntos de los ríos donde la velocidad es mayor, de forma que se pueda extraer la mayor cantidad de energía posible. Uno de los problemas que esto presenta es el diseño de sistemas capaces de posicionar el equipo y mantenerlo en su lugar de operación. El sistema tiene que ser capaz, además, de acompañar las subidas y bajadas del nivel de las aguas y ha de ser de tal forma que no entorpezca el tráfico fluvial, bastante frecuente en ríos amazónicos.

Los sistemas similares instalados en otros países recurren, principalmente, a dos sistemas de anclaje:

- Anclaje directo a tierra. Este sistema se ha empleado en ríos de una anchura menor a los grandes ríos de la cuenca amazónica. Este sistema de anclaje es posible ya que en los ríos donde fue instalado el aumento de la profundidad con la distancia es muy acentuado, de forma que es posible situar la turbina cerca de la orilla. Este método de anclaje destaca por su facilidad de montaje y control, pero resulta imposible ejecutarlo en un río de tipo amazónico, debido a que en zonas tan cercanas a la orilla se forman remansos y acumulación de objetos, que impedirían el correcto funcionamiento de la turbina. Si se quisiera implementar el mismo tipo de sistema a una distancia mayor, se producirían unos pares de fuerzas difíciles de contrarrestar.



*Fig. 5.15. Imágenes del Proyecto Cata Agua de la Universidad de Brasilia.
(Fuente: Universidad de Brasilia)*

- Colocación de la turbina sobre una balsa y anclaje mediante cables. Este es el método empleado en los proyectos llevados a cabo por ITDG en Perú y Ecuador.

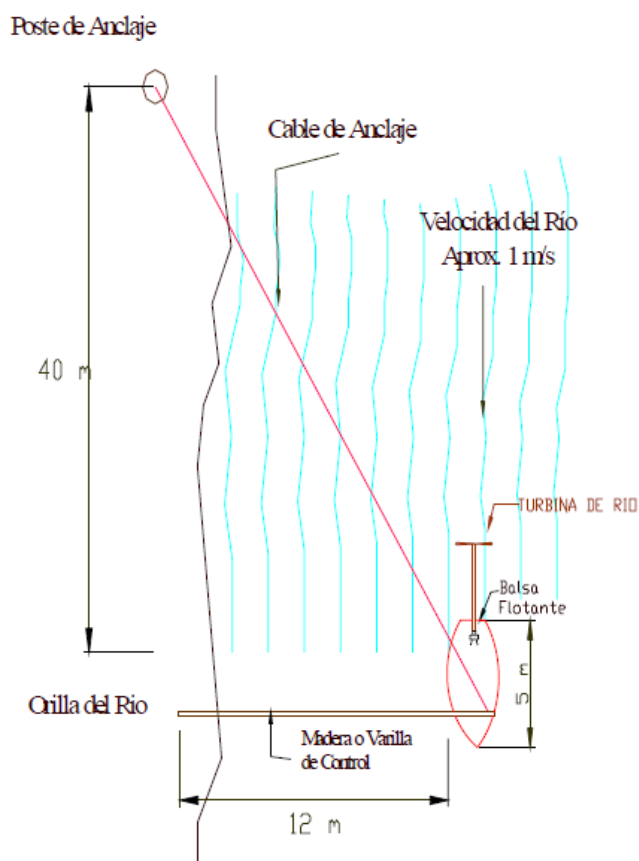


Fig. 4.16. Esquema de la instalación de la turbina de río. (Fuente: ITDG-Soluciones Prácticas)

En este caso, este sistema de anclaje sí es factible para la ubicación que se plantea en el proyecto. Sin embargo, presenta problemas de control, ya que la “Varilla de control” no posee la fuerza suficiente como para mantener la balsa en la dirección de la corriente, y por tanto la balsa podría verse arrastrada y sujeta solo por un cable a la orilla.

Una vez estudiados y desechados los sistemas ya existentes, se plantea una nueva forma de anclaje: el uso de pantalanés.

Los pantalanés son plataformas flotantes, generalmente empleadas en los puertos deportivos y plataformas recreativas. Estos tienen la característica de desplazarse con el nivel de las aguas, mientras se mantienen anclados a un punto fijo. Su configuración presenta dos ventajas evidentes. Por una parte, permite que la turbina varíe su altura con el nivel de las aguas, de forma que siempre se encuentre en el punto de mayor velocidad de la corriente. Por otra, su posición es fija, de forma que no es necesario realizar ningún tipo de anclaje a la orilla.

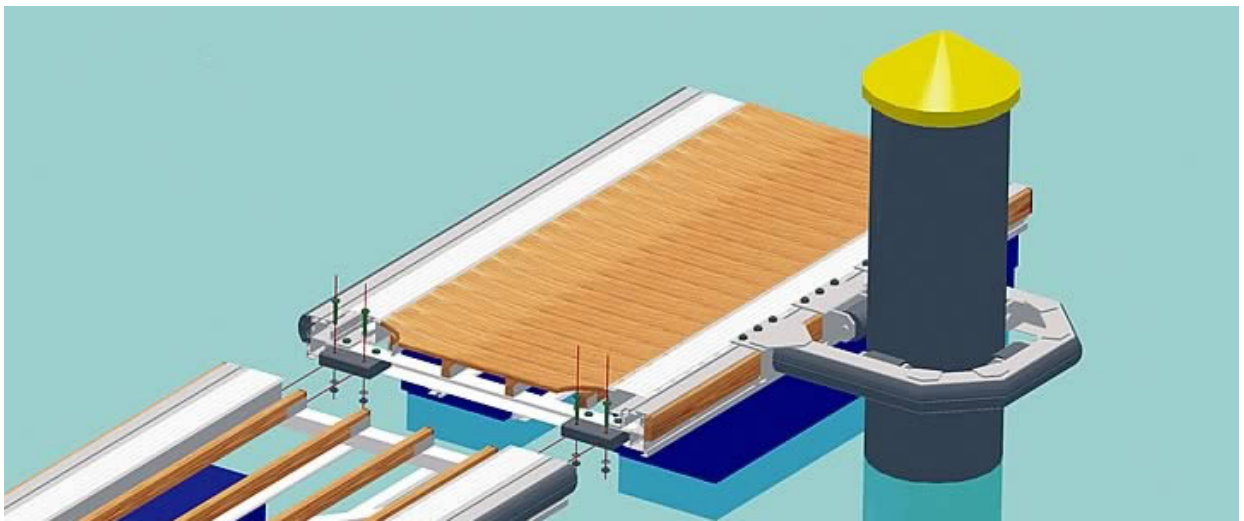


Fig.5.17. Esquema de un sistema de pantalanés para un puerto deportivo. (Fuente: Alfer Metal)

El sistema, además, sería de fácil fabricación con materiales locales. Para los puntos de anclaje sería preciso fijar troncos en el lecho del río, cosa que puede realizarse en la época de estiaje, donde el nivel del agua apenas llega a 1.6m. Al ser el lecho del río arenoso, la colocación de troncos no revestiría demasiada dificultad.

Para prevenir la rotura de la turbina en épocas de bajo nivel de agua, se colocarán sobre los troncos de anclaje unos tacos de seguridad que sostendrán la plataforma cuando el nivel de agua descienda por debajo de 1.5 m. De esta forma, aunque el nivel del agua sea muy bajo, la turbina estará siempre protegida.

5.5.2. Sistema de flotación

Una de las características más importantes del equipo es su flotabilidad. Las razones para decantarse por un sistema flotante, frente a otras configuraciones, se expusieron anteriormente: permiten que la turbina se encuentre siempre en el máximo punto de velocidad de la corriente, la estructura flotante permite que sea sencillo trasladarla a lo largo del río y se evitan los posibles impactos producidos por rocas o similares al no estar en contacto con el fondo.

El principal elemento de flotación es la plataforma de madera, que se encuentra unida a los troncos por medio de unas argollas que permiten su desplazamiento en el eje vertical, pero no en el horizontal. Para facilitar la flotación del equipo, bajo la plataforma de madera se situarán unos patines realizados con un material de baja densidad, que además dotarán de estabilidad a la TAC.

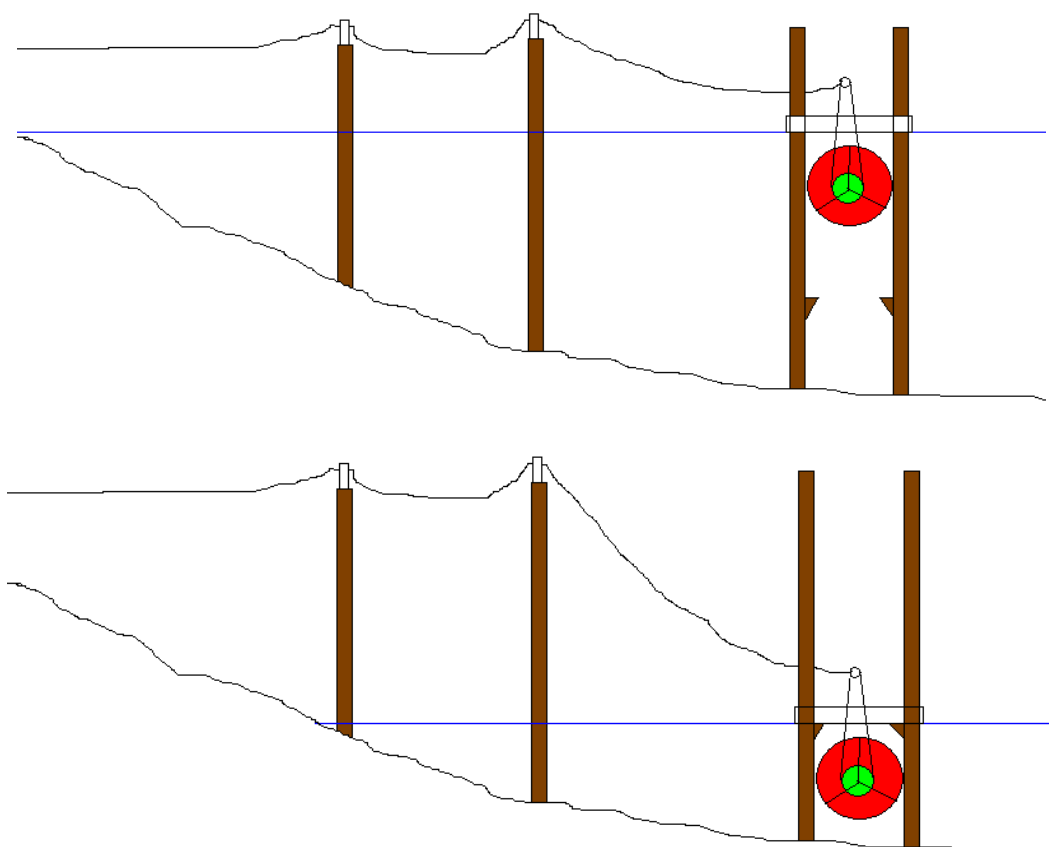


Fig. 5.18. Esquema del sistema de anclaje y flotación, con nivel alto de agua y con nivel bajo. (Fuente: Elaboración propia)

5.6. Protección

Uno de los mayores problemas presentados por las instalaciones llevadas a cabo en Perú y Ecuador fue la falta de un sistema de protección adecuado. En las épocas de crecida, los ríos amazónicos pueden arrastrar grandes troncos que podrían suponer la rotura de las palas o del sistema de transmisión. Es por ello por lo que es imperativo diseñar un sistema de protección. Este, como los demás elementos del equipo, tendría que aunar las características de bajo coste y, a ser posible, construcción local, con materiales de la zona.

Los sistemas existentes estudiados implican la colocación de unas barreras que dificultan la navegación por el río o son de muy difícil construcción e implementación.

La solución constructiva que se propone está basada en los sistemas de protección existentes en el río Moldava a su paso por la ciudad de Praga. Estos consisten en una estructura realizada en madera que permite desviar las placas de hielo y los troncos arrastrados por el río, protegiendo los pilares del Puente de San Carlos.

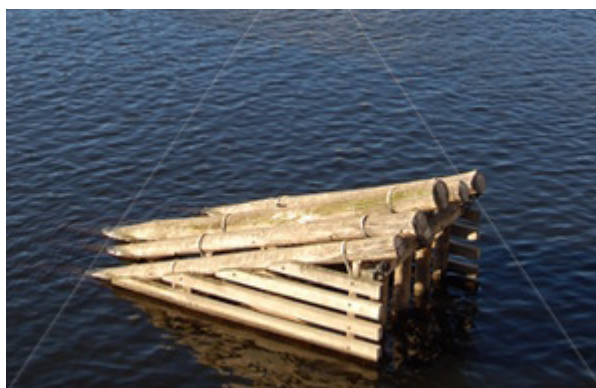


Fig. 5.19. Imagen de los rompehielos del Puente de San Carlos en Praga. (Fuente: www.shutterstock.com)

Este sistema resultaría de fácil construcción con materiales locales, dada la abundancia de madera en la zona, y sería posible instalarlo durante la época de estiaje, cuando el nivel del río es menor. Dado que el lecho es arenoso, no sería complicado anclar la estructura en el fondo.

Debido a su configuración con rendijas que permiten el paso del agua, es poco probable que se produzca un efecto remanso que repercutiría en el rendimiento del equipo. En caso de que se detecte una ralentización en la corriente, siempre es posible instalar el sistema de protección a mayor distancia de la turbina.

En caso de que la crecida del río sea muy grande y pueda poner en peligro los componentes de la TAC, es posible desatornillar los brazos de sujeción y sacar fácilmente la turbina del agua entre dos personas.

En cuanto a la protección frente a los peces, esta no se considera necesaria, ya que la velocidad de rotación de los álabes es tan lenta que no hay riesgo de muerte. Aún así sería conveniente realizar un seguimiento del impacto medioambiental de la turbina.

5.7. Modularidad

Las potencias generadas por las TAC no son muy elevadas. Con el diseño planteado de álabes de 90 cm y una velocidad de diseño de 1 m/s, el equipo produciría energía del orden de los 750 W. Esto haría que con un solo equipo se pueda abastecer a una comunidad muy pequeña, y que cuando comience a crecer sea necesario realizar nuevas instalaciones. Por ello lo más razonable sería un “parque” de TACs, de forma que la potencia generada fuera mucho mayor. Lo más conveniente sería situar las unidades en paralelo, de forma que puedan compartir una misma conexión eléctrica a tierra y un mismo transformador. Dada la anchura del río, de más de doscientos metros, y las dimensiones de la plataforma, de menos de 3 metros de anchura, sería posible instalar varios de estos equipos sin entorpecer el tráfico fluvial. Además, al situar los equipos en paralelo, sería posible compartir los puntos de anclaje.

La colocación de los equipos en serie también es posible, pero carece de las ventajas anteriormente mencionadas y, si los equipos no se separan una distancia suficiente entre sí, podría ocurrir que la estela generada por la TCA afecte a los equipos que se encuentren aguas abajo.

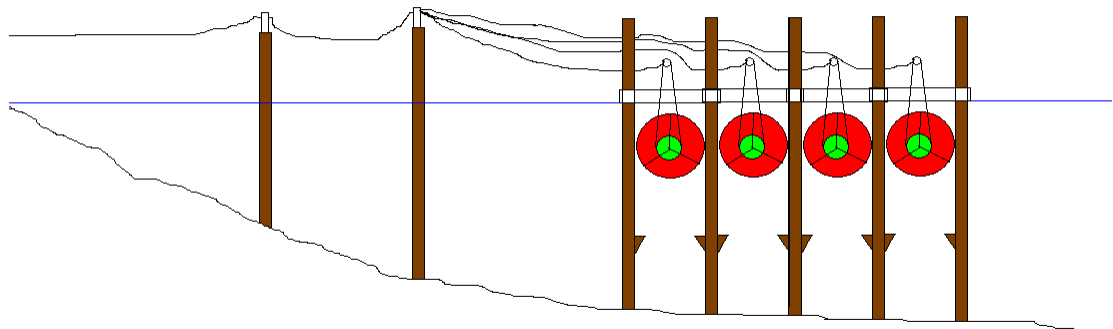


Fig. 5.20. Esquema de la colocación de los equipos en paralelo. (Fuente: Elaboración propia)

Teniendo la potencia generada por un equipo (732.87W) y las necesidades energéticas de la comunidad calculadas en el capítulo 3, el número de equipos instalados desde el 2010 (Año 0) hasta el 2020 (Año 10) serían (tomando un crecimiento lineal de la potencia demandada):

Año	Potencia demandada (kW)	Pot. demandada/ Pot. turbina	Núm. Equipos
0	1.885	2.572079632	3
1	2.0285	2.767885164	3
2	2.172	2.963690695	3
3	2.3155	3.159496227	4
4	2.459	3.355301759	4
5	2.6025	3.551107291	4
6	2.746	3.746912822	4
7	2.8895	3.942718354	4
8	3.033	4.138523886	5
9	3.1765	4.334329417	5
10	3.29	4.489199995	5

Tabla 5.12. Cálculo del número de equipos necesarios en función de la demanda energética. (Fuente: Elaboración propia)

5.8. Mantenimiento

Las experiencias llevadas a cabo en Perú, Ecuador y Colombia indican que, si no se produce rotura de palas o componentes sumergidos, el mantenimiento del equipo es similar al de los pequeños aerogeneradores.

Sin embargo este equipo difiere en las experiencias mencionadas anteriormente en aspectos clave de su configuración. Al no existir demasiada información al respecto, es difícil predecir los requerimientos de mantenimiento de la TAC. No obstante, varios de sus componentes son análogos a los componentes en otras aplicaciones, por lo que sus exigencias de mantenimiento de unos se pueden extrapolar a la turbina. Para otros componentes solo la experiencia podrá darnos información sobre su comportamiento.

De todas formas, es posible anticipar algunas de las dificultades que pueden aparecer durante la operación de la TAC:

5.8.1. Corrosión

Dado que la turbina opera en un entorno acuático, los componentes estarán muy expuestos a la corrosión. Para evitarla será necesario emplear materiales que resistan la corrosión, o revestirlos de pintura anticorrosiva. Si las palas se fabrican en madera, será imperativo asegurar su protección contra la acción del agua, ya que este material es muy susceptible a la corrosión. Para asegurar la protección del equipo, sería conveniente realizar revisiones periódicas para repintar aquellas partes que hayan quedado al descubierto.

5.8.2. Aparición de Algas

Debido al emplazamiento de la turbina, es natural que crezcan algas sobre las partes sumergidas. En algunas partes la presencia de estas plantas no afecta mucho al funcionamiento del equipo, pero en otras como los álabes o los rodamientos, puede influir negativamente en el rendimiento. Por ello sería recomendable limpiar estos componentes periódicamente.

5.8.3. Rotura de palas

La rotura de las palas es uno de los problemas más habituales encontrados durante las experiencias llevadas a cabo en Colombia, Perú y Ecuador. Este problema se ha debido a la falta de un sistema de protección adecuado. Con el sistema diseñado se espera poder evitar estos problemas. Si, inevitablemente, se produce la rotura de algún álabe, su sustitución es muy sencilla, extrayendo los componentes sumergidos del agua.

5.8.4. Protección del generador

Para proteger al generador de la acción de la lluvia, sería conveniente que estuviera protegido. En las experiencias llevadas a cabo en otros países de Sudamérica, se construyeron unos tejadillos de protección sobre la balsa que portaba la turbina. Este sistema de protección también sería recomendable para este caso, ya que es de sencilla construcción y ejecutable con materiales locales.

5.8.5. Accesibilidad

Para efectuar todas las labores de mantenimiento anteriormente mencionadas, será necesario hacer que el equipo de la turbina y los componentes sean alcanzables fácilmente.

A la plataforma sobre la que se sitúa el equipo se puede acceder fácilmente en barco. También se puede plantear la posibilidad de establecer un sistema de pasarelas flotantes, como en los puertos deportivos, que aproveche los postes que transportan la electricidad, para poder acceder caminando desde la orilla hasta la plataforma.

Los componentes de la turbina que, cuando opera, se encuentran sumergidos, se pueden extraer fácilmente del agua desatornillando los brazos. Así se puede arreglar cómodamente la turbina sobre la plataforma, o bien llevándola a tierra si es necesaria una reparación más compleja, sin necesidad de trasladar toda la plataforma.

6. Costes de fabricación de la Turbina de Aprovechamiento Cinético (TAC)

Debido a sus características, este proyecto no se enmarca dentro de las consideraciones habituales de viabilidad económica y amortización a la hora de emprender un proyecto energético. Si bien se busca que los costes sean lo más reducidos posible, sí que es verdad que la cantidad de energía que suministra un sistema como éste no se asimila a ningún tipo de proyecto de generación eléctrica llevado a cabo en los países desarrollados.

En vista de que la potencia generada por cada equipo no es muy elevada, y de que se producirá crecimiento de la población y por tanto del consumo, es previsible que sea necesario ir aumentando paulatinamente el número de equipos. Por ello sería conveniente que la fabricación del mayor número de componentes se pudiera producir en serie. La fabricación de moldes en madera para los álabes y el generador de imanes permanentes reduciría los costes y facilitaría la construcción. La existencia de un único molde para las aspas aseguraría también el equilibrio del rotor.

Los precios de los componentes son aproximados, ya que en algunos de los componentes el coste puede variar según el fabricante. Éstos están en dólares americanos, al ser una de las monedas oficiales de Bolivia. El tipo de cambio está fijo en $US\$1 = 7.03$ Bs.

6.1. Rotor

En el campo de los aerogeneradores rurales se ha tenido buenas experiencias con la fabricación de moldes en madera para posteriormente fabricar los álabes en fibra de vidrio y resina. Dada la experiencia en la industria naval con estos materiales, se puede afirmar que tienen buen comportamiento frente a la corrosión y que, por tanto, se pueden emplear en esta aplicación.

Una vez diseñada la pala con la ayuda de un programa de CAD se pueden fabricar los moldes en madera fácilmente con la ayuda de una máquina de CNC. Si se van a fabricar muchas palas en serie, quizá sería conveniente fabricar el molde en un material más duradero como el aluminio.

Los costos de fabricación de los álabes se han calculado teniendo en cuenta solo la resina y la fibra empleada, sin tener en cuenta los costes de fabricación de los moldes.

El rotor está compuesto de los siguientes elementos:

- Tres álabes de 90 cm de perfil NACA 4412 con la cuerda y el ángulo de paso lineales.
- Un soporte para los álabes, compuesto por dos discos de acero inoxidable.
- Un deflector de la corriente (Opcional), de fibra de vidrio.
- El eje, compuesto de un tubo de acero y una disco de chapa que hace de tope.
- Tornillos, arandelas y tuercas.

Material	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Resina de poliéster	15 kg	25.5\$/Kit 5 kg	76.5\$
Catalizador	3 bote de 2000g	3\$/bote 2000g	9\$
Fibra de vidrio	10 m ²	2\$/m ²	20\$
Chapa Acero	Dos discos de Ø450 mm x 15 mm	35\$	70\$
Tornillos	15 Tornillos M12x80	0.2\$/unidad	3\$
Tornillos	3 tornillos M12x35	0.2\$/unidad	0.6\$
Arandelas	18 arandelas planas M12	0.015\$/unidad	0.27\$
Tuercas	15 tuercas hexagonales M12	0.04\$/unidad	0.6\$
Tubo acero Ø70 mm, 3mm	1.3 m	6.40\$/m	8.32\$
Chapa acero	Un disco Ø100 mm x 10 mm	10\$	10\$
TOTAL			198.29\$

Tabla 6.1. Coste del rotor (Fuente: Elaboración propia)

6.2. Sujeción del rotor

El sistema de sujeción del rotor está formado por:

- cuatro brazos de tubo de acero y chapa
- dos porta rodamientos
- dos rodamientos

Material	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Tubo acero Ø70 mm, 3mm	4 x 1.1 m	6.40\$/m	28.16\$
Chapa acero galvanizado 20 mm	1x1 m	46.40\$	46.40\$
Portarodamientos	2	10\$	20\$
Rodamiento ISO 15 RBB 3270	2	80\$	160\$
Tornillos	4 Tornillos M20x70	0.2\$/unidad	0.8\$
Tornillos	16 Tornillos M12x55	0.2\$/unidad	3.2\$
Tuercas	4 tuercas M20	0.04\$/unidad	0.16\$
Arandelas	4 arandelas planas M20	0.015\$/unidad	0.06\$
Arandelas	16 arandelas planas M20	0.015\$/unidad	0.24\$
TOTAL			259.02\$

Tabla 6.2. Coste de la sujeción del rotor (Fuente: Elaboración propia)

6.3. Transmisión

El sistema de transmisión está compuesto por:

- dos poleas normalizadas
- una correa dentada normalizada.

Material	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Caucho reforzado	1 correa 8M b=50mm p=8mm	19.62\$	19.62\$
Aluminio	Polea dentada 71.30 mm	23.47\$	23.47\$
Aluminio	Polea dentada 488.92 mm	45.6\$	45.6\$
		TOTAL	88.69\$

Tabla 6.3. Coste de la transmisión (Fuente: Elaboración propia)

6.4. Sistema de generador y variador de frecuencia

Para simplificar la construcción se ha optado por emplear un motor como generador, sin embargo, la fabricación de un generador de imanes permanentes es bastante sencilla, y en Bolivia se dispone de la tecnología apropiada para su manufactura.

Para la generación de electricidad se ha optado por un motor síncrono trifásico para uso como generador. Éste estará montado sobre la plataforma de flotación de una forma tal que permita el montaje y desmontaje de la turbina. El sistema de anclaje dependerá de la forma del motor, y su coste es aproximado.

El variador de frecuencia permite el control de la velocidad de rotación del motor, para poder producir electricidad a velocidades distintas de las de sincronismo.

Material	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Motor síncrono trifásico	1	200\$	200\$
Variador	1	200\$	200\$
Sistema anclaje motor	1	35\$	35\$
		TOTAL	435\$

Tabla 6.4. Coste del sistema de generador y variador de frecuencia (Fuente: Elaboración propia)

Si se optara por la fabricación de un generador de imanes permanentes, ITDG-Soluciones Prácticas, ha desarrollado un modelo de generador trifásico comercial de neodimio ferrítico, que consta de 8 pares de polos, doble conexión en estrella, cuyos planos y procedimiento de fabricación están abiertos al público. Su coste de fabricación aproximado es de 350\$.

6.5. Plataforma de flotación y sistema de anclaje

La plataforma de flotación estará constituida en un principio únicamente por madera, disponible en el entorno. Sin embargo, si se considera adecuado, se puede situar bajo la plataforma de madera una serie de barriles de plástico, que faciliten la flotación del equipo.

Material	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Madera	Plataforma de 2x2 m	0 (Aportado por la comunidad)	0
Plástico	2 barriles	18\$	36\$
Acero	4 argollas para el anclaje	20\$	80\$
Tornillos	8 tornillos M20x150	0.2\$/unidad	1.6\$
Madera	4 troncos de 4.5 m	0 (Aportado por la comunidad)	0
TOTAL			117.6\$

Tabla 6.5. Coste del sistema de flotación y anclaje (Fuente: Elaboración propia)

6.6. Coste total de la TAC

El coste total del equipo sería:

Concepto	Coste
Rotor	198.29\$
Sujeción del rotor	259.02\$
Transmisión	88.69\$
Sistema de generación y variador de frecuencia	435\$
Plataforma de flotación y sistema de anclaje	117.6\$
TOTAL	1098.6\$

Tabla 6.6. Coste total del equipo (Fuente: Elaboración propia)

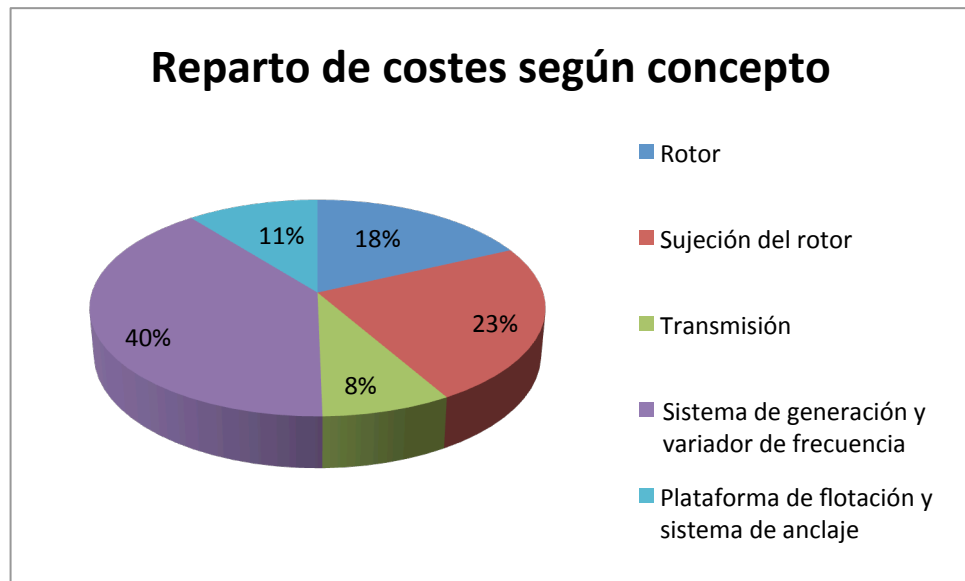


Fig. 6.1. Reparto de costes en la turbina según concepto (Fuente: Elaboración propia)

Es necesario tener en cuenta que este coste solo incluye los materiales, excluyendo la mano de obra para la fabricación de los equipos, los moldes de fabricación de las palas, la instalación eléctrica y la mano de obra para la instalación de los equipos.

6.7. Coste de la instalación del equipo piloto

Uno de los objetivos del proyecto es llevar a cabo la instalación de un equipo piloto en una comunidad elegida, para monitorear su comportamiento y determinar si es una buena solución a la falta de acceso a energía en las comunidades de la cuenca amazónica.

Para esta experiencia piloto se ha seleccionado la comunidad de Santa Isabel, por reunir las características adecuadas de tamaño y aislamiento de la red, así como por su cercanía a la ciudad de Cochabamba. Según los cálculos realizados anteriormente, para el primer año de funcionamiento del equipo serían necesarias tres turbinas. La potencia demandada va incrementando paulatinamente conforme aumenta la población y los usuarios se familiarizan con el uso de aparatos eléctricos. De esta forma, al cabo de diez años serían necesarias cinco turbinas.

Teniendo en cuenta el coste calculado para un equipo, la instalación del equipo piloto tendría un coste de:

$$\text{Coste} = \text{Precio TAC} \times \text{Número de TACs} = 1098.6\$ \times 3 = 3295.8\$$$

Al precio del equipo habría que sumarle, como se ha indicado anteriormente, la mano de obra, la instalación eléctrica, el banco de baterías y los moldes, entre otros conceptos, lo cual incrementaría el gasto hasta más de 5000\$.

Como se puede apreciar en la *Fig. 6.1.* la mayor parte de los gastos en la construcción del equipo corresponden al sistema de generación y el variador. Teniendo en cuenta que en

los últimos años se ha producido un descenso drástico en el coste de los componentes de electrónica de potencia, si los precios continúan cayendo, el coste del equipo se reduciría considerablemente. La construcción de los componentes en serie, como los álabes o los brazos, también conllevaría una reducción del coste.

A pesar de que hay un elevado número de familias en la comunidad que se beneficiarían de la llegada de la luz, la carga económica sería demasiado elevada para su economías de subsistencia. Por ello para la ejecución de este proyecto sería necesario el financiamiento del gobierno, agencias estatales de cooperación u ONGs.

7. Conclusiones

En un país como Bolivia donde la abundancia de hidrocarburos ha relegado a las energías renovables a un segundo plano, éstas se presentan como la gran alternativa para el suministro de electricidad a comunidades aisladas. Con el proyecto se pretende proporcionar una respuesta a la falta de acceso a la energía en las comunidades amazónicas empleando el enorme potencial energético de los ríos.

El diseño que se ha llevado a cabo pretende dar solución a los problemas aparecidos en las experiencias similares de otros países de Latinoamérica. Todavía queda mucha ingeniería de detalle para construir un primer prototipo completamente fiable, pero los cálculos llevados a cabo permiten esbozar una idea general de cómo sería el equipo y se dispone de los datos suficientes como para la construcción de un equipo para realizar las primeras pruebas.

Desde el punto de vista económico no resulta especialmente atractivo por su costo, pero ofrece la posibilidad de obtención de energía durante casi todo el año mediante un sistema de fácil fabricación con componentes y tecnología local. Una vez amortizado el coste de la instalación, el gasto de operación y mantenimiento es prácticamente nulo.

En un futuro resultaría conveniente llevar a cabo la fabricación del equipo en talleres locales y su instalación, para analizar su funcionamiento *in situ*. También sería aconsejable realizar pruebas con diferentes perfiles y diámetros del rotor hasta encontrar la configuración que permita obtener el mayor rendimiento posible durante la mayor cantidad de tiempo posible.



Fig.7.1. Vista del río Ichilo a su paso por Puerto Villarroel.

8. Bibliografía

GERADORES FLUTUANTES HIDROCINÉTICOS DE PEQUEÑO PORTE (CATA-ÁGUAS): TESTES DE DESEMPENHO EM RIOS DA AMAZÔNIA CENTRAL Henrique John H. Harwood, Humberto Maced, *T&C Amazônia, Ano III, Número 6, enero de 2005*

DESIGN OF IN-SITU RIVER KINETIC TURBINES TEST FACILITY IN COLD WEATHER. Eric Bibeau, Shamez Kassam, John Woods, Ani Gole, Farid Mosallat (University of Manitoba), Philippe Vauthier (UEK Corporation), Tom Molinski (Manitoba Hydro). University of Manitoba, 2002.

CLIMATOLOGÍA DE LA CUENCA ANDINA Y AMAZÓNICA DEL RÍO GRANDE. BOLIVIA. Carlos H. Herbas, *PHICAB* (1987)

LA INVESTIGACIÓN HIDROLÓGICA EN EL BENI: EJEMPLOS DE APLICACIÓN PARA EL DESARROLLO DE INFRAESTRUCTURAS Y PREVISIÓN DE CRECIDAS. Jacques Bourges, *Orstrom* (1989)

DIAGNÓSTICO DEL COMPORTAMIENTO HISTÓRICO DEL RÍO ICHILO EN EL ÁREA DE PUERTO VILLARROEL. Ing. Nathaly R. Morales, *UMSS, Cochabamba*. (2009)

DIAGNÓSTICO DEL SECTOR EN EL ÁREA RURAL DE BOLIVIA. Ing. Walter Canedo, *OLADE*, (2010).

GUÍA PRÁCTICA PARA EL CÁLCULO DE INSTALACIONES ELÉCTRICAS. H. Enríquez, *Limusa* (2000).

REGLAMENTO PARA INSTALACIONES ELÉCTRICAS DE BAJA TENSIÓN, *Sociedad de Ingenieros de Bolivia*, La Paz (1996).

THE EVALUATION OF AN AXIAL FLOW, LIFT TYPE TURBINE FOR HARNESSING THE KINETIC ENERGY IN A TIDAL FLOW. W.J. Swenson *Northern Territory Centre for Energy Research, Northern Territory University*, (2003)

ENERGÍA EÓLICA. Pedro Fernández Díez. *Biblioteca sobre Ingeniería Energética* (2008).

DISEÑO AEROMECÁNICO DE AEROGENERADORES EÓLICOS DE EJE HORIZONTAL (HAWT'S), S. Laín, H.E. Jaramillo, B. Quintero, M. Valle, *El Hombre y la Máquina No. 23 • Julio - Diciembre de 2004*

A PARTIALLY STATIC TURBINE—FIRST EXPERIMENTAL RESULTS, H. Grassmann , F. Bet, G. Cabras, M. Ceschia, D. Cobai, C. DelPapa, *Renewable Energy XX, February 2003*.

MICROAEROGENERADOR PARA ELECTRIFICACIÓN RURAL, VV.AA., *ITDG-Soluciones Prácticas, Serie Manuales n°34*.

AEROGENERADORES DE POTENCIA INFERIOR A 100 KW. M.J. Cuesta Santianes, M. Pérez Martínez, J.A. Cabrera Jiménez, *Prospectiva y vigilancia tecnológica, CIEMAT, VT-3/08, Julio 2008*

MANUAL DE MINI Y MICRO CENTRALES HIDRÁULICAS. UNA GUÍA PARA EL DESARROLLO DE PROYECTOS. VV.AA. *ITDG-Perú*, (1995)

DISEÑO DE AEROGENERADORES CON IMANES PERMANENTES PARA APLICACIONES EN ELECTRIFICACIÓN RURAL. P. Baillaire Rosenman, *Universidad de Chile* (2007).

BALANCE HÍDRICO SUPERFICIAL DE BOLIVIA. M. Roche, C. Fernández Járuregui, A. Aliaga Rivera, J. Peña Mendez, E. Salas Rada, J.L. Montaña Vargas. *Orstom*, (1990)

PITCH-CONTROLLED VARIABLE-SPEED WIND TURBINE GENERATION. E. Muljadi and C.P. Butterfield. *NREL/CP-500-27143, Feb. 2000*

INNOVATORY DESIGNS FOR DUCTED WIND TURBINES, Ssu-Yuan Hua, Jung-Ho Chengb, *Renewable Energy 33* (2008) 1491–1498.

TECHNOLOGY EVALUATION OF EXISTING AND EMERGING TECHNOLOGIES. WATER CURRENT TURBINES FOR RIVER APPLICATIONS. VV.AA., *Verdant Power Canadá*. (2006)

FICHA TÉCNICA. TURBINAS DE RÍO. VV.AA. *ITDG-Perú*, (2005).

TURBINA DE RIO: UNA ALTERNATIVA ENERGÉTICA PARA LA AMAZONÍA. Saúl Ramírez; Rafael Escobar. *2002 Hidrored 2/2002*

MICROHYDROPOWER: TECHNICAL BRIEF. VV.AA. *ITDG-Perú*, (2004).

Webs:

Thropton Energy: <http://www.throptonenergy.co.uk/>

MARLEC: <http://www.marlec.co.uk/>
UEK: <http://uekus.com/>
Clean Current Power Systems: <http://www.cleancurrent.com/>
Swan Turbines: <http://www.swanturbines.co.uk/>
Sabella: <http://www.sabella.fr/sabellaD03.html>
Alternative Hydro Solutions (AHS): <http://www.althydrosolutions.com/>
Ponte di Archimede: http://www.pontediarchimede.it/language_it/
New Energy Corporation: <http://www.newenergycorp.ca/>
Blue Energy Company (BEC): <http://www.bluenergy.com/>
GCK Technology, Inc.: <http://www.gcktechnology.com/GCK/pg2.html>
Tidal Energy PTY Ltd. (Australia): <http://www.tidalenergy.net.au/>
ITDG Perú: <http://www.solucionespracticas.org.pe/>
APROTEC: <http://www.aprotec.org/>
FEDETA: <http://www.fedeta.org/web/>

ANEXO I: Datos Hidrológicos

Formas de medición del caudal

Dado que el caudal de los ríos varía enormemente a lo largo del año, realizar una medida del caudal instantáneo es un registro aislado, de poca utilidad. Puede darse la situación de que no exista la información suficiente para realizar un estudio hidrológico, en cuyo caso sería necesario coleccionar la información personalmente. Lo ideal sería hacer mediciones diarias durante, al menos, un año hidrológico. Hay que tener en cuenta que incluso los datos recolectados durante un año pueden no resultar suficientes, ya que también se producen variaciones de tipo anual, pudiendo darse años muy secos o muy húmedos, con grandes variaciones entre uno y otro.

Los métodos de medición de caudal que pueden llevarse a cabo en las comunidades donde se plantea instalar el equipo son los siguientes:

- Método de la solución de la sal
- Método del recipiente
- Método del área y velocidad
- Método de la sección de control y regla graduada
- Método del vertedero de pared delgada

Todos son métodos sencillos que no requieren de un equipamiento demasiado caro, lo cual es ideal para la situación que se plantea. Es necesario estudiar las características de estos métodos para poder emplearlos adecuadamente aprovechando las ventajas que ofrecen en cada caso. Para más información sobre los diversos métodos, consultar la bibliografía.

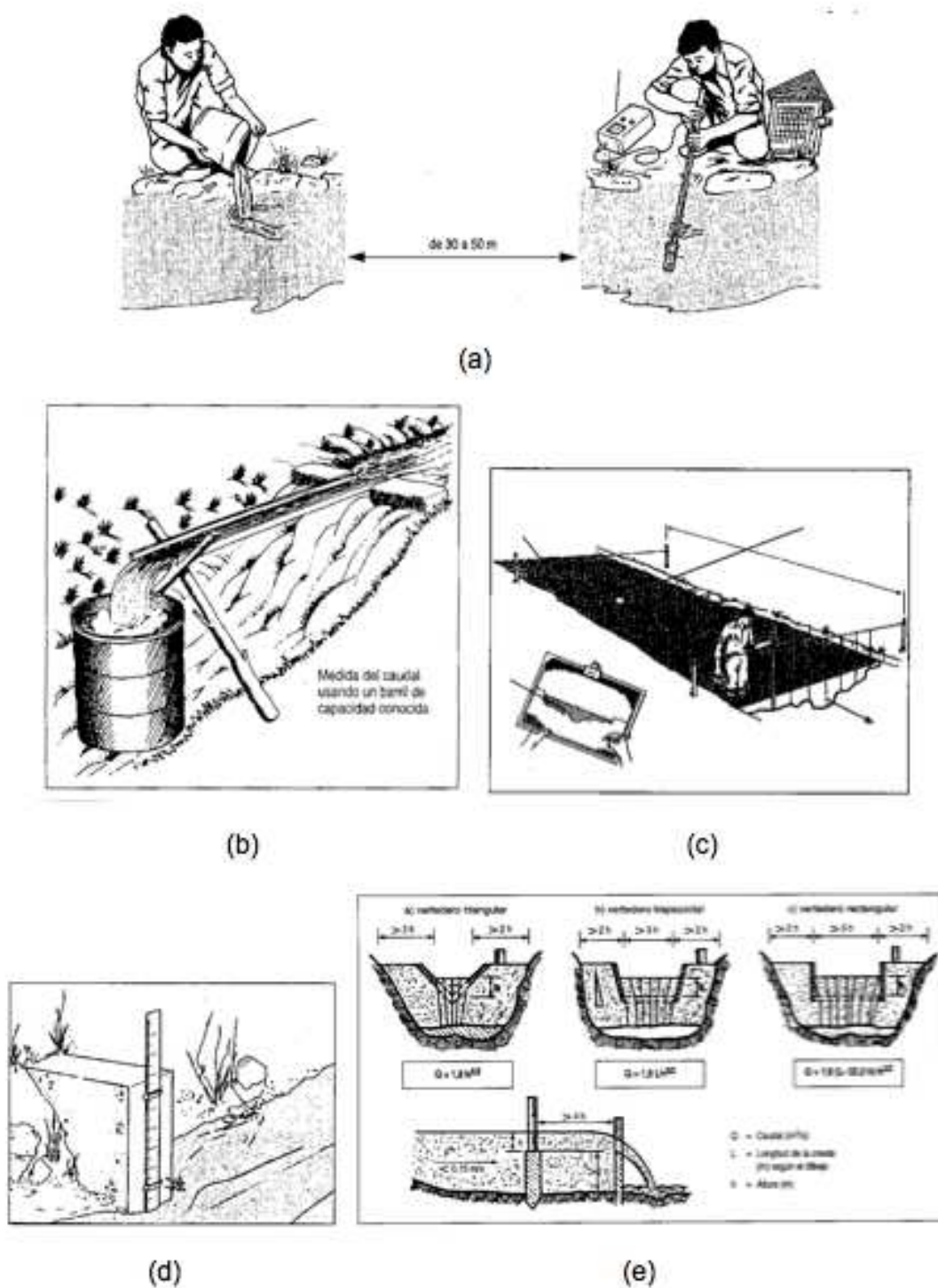


Fig. 1.1. Diversos métodos de medición de caudal: (a) Método de la solución de la sal, (b) Método del recipiente, (c) Método del área y velocidad, (d) Método de la sección de control y regla graduada y (e) Método del vertedero de pared delgada.

CAUDALES MEDIOS MENSUALES EN m³/seg

CUENCA DEL MAMORÉ

ESTACIÓN	RÍO	PERIODO	EN	FE	MA	AB	MA	JU	JU	AG	SE	OC	NO	DI	PROMEDIO
MUYURINA-CAMIACO	MAMORÉ	1986-1990	3275	4045	4030	3055	2675	2115	1203	809	947	1255	1740	2650	2317
MONTEVIDEO	MAMORÉ	1986-1990	4250	5390	4770	4100	3350	2400	1510	899	915	965	1510	2580	2720
PUERTO VARADOR	MAMORÉ	1980-1990	3510	5134	5385	5077	4213	3031	2050	1297	965	944	1484	2465	2963
COOPERATIVA	MAMORÉ	1986-1990	6040	7840	7970	7340	6280	4520	2110	1160	1250	1220	1880	3740	4279
PUERTO SILES	MAMORÉ	1983-1989	7380	9450	9760	9950	9220	6400	3320	1990	1500	1380	2310	4030	5558
GUAYARAMERIN	MAMORÉ	1983-1993	7640	10100	12200	13500	12800	11400	5300	2530	1960	1960	2480	4710	7215

CUENCA DEL ITENEZ

ESTACIÓN	RÍO	PERIODO	EN	FE	MA	AB	MA	JU	JU	AG	SE	OC	NO	DI	PROMEDIO
CAMPAMENTO MORE	ITENEZ	1983-1990	1620	2350	2890	3160	3100	2550	1520	571	331	273	363	856	1632
PRINCIPE DA BEIRA	ITENEZ	1983-1989	1850	2840	3770	4350	4300	3610	2350	975	510	425	536	1050	2214
VUELTA GRANDE	ITENEZ	1985-1988	2030	3080	3790	4150	4620	4030	2900	731	439	400	472	1180	2319

CUENCA DEL GRANDE

ESTACIÓN	RÍO	PERIODO	EN	FE	MA	AB	MA	JU	JU	AG	SE	OC	NO	DI	PROMEDIO
ABAPO	GRANDE	1975-1990	973	1230	964	422	159	90.9	63.8	57.8	57.9	77.1	168	360	385
PUESTO NAVA	GRANDE	1970-1984	769	1020	571	245	105	66.5	49.8	42.7	36.7	47.8	131	264	279

CUENCA DEL CHAPARE

ESTACIÓN	RÍO	PERIODO	EN	FE	MA	AB	MA	JU	JU	AG	SE	OC	NO	DI	PROMEDIO
PUERTO VILLARROEL	ICHILLO	1977-1993	1270	1120	975	1010	769	545	354	241	316	367	545	736	687

Tabla I.1. Caudales medios mensuales para la cuenca del Mamoré, Itenez, Grande y Chapare. (Fuente: SENHAMI, Servicio Nacional de Hidrología y Metrología.

REGISTRO DE AFORO CON MOLINETE

Ban. Bolivia

Servicio al Mejoramiento
de la Navegación Amazónica
"SEMENA"

Estación: PTO. VILLARROEL

Rio: ICHILO

Nº Helice: 4-104527

Observador: LUIS PHILLIPS

Marca y Nº Molinete: A.O.T.T.

Aforo Nº: 8

Fecha: 22/01/92

Hra: 17:30

LECTURA DE REGLA =

4.09

SONDEOS		MOLINETE			VELOCIDAD			SECCION				LECTURAS EXTRAS DE ESCALAS	
Dist del pto. al origen [m]	Profundidad [m]	Profundidad de la observación	Numero de revoluciones	Tiempo	En el punto	Coeficiente	Medio en la vertical	Ancho	Profundidad Media	Area	Gasto parcial	Hora	Escala [m]
		Metodo	[N]	[S]	[m/s]		[m/s]	[m]	[m]	[m2]	[m3/s]		
TOTALES -->							0.94	223.50	3.48	778.21	734.05	17.30	4.09
0.0	0.00							15.99	3.00	0.00	0.00		
32.0	3.00	0.80	2.40	302.00	50.00	0.830	0.83	31.89	3.00	95.67	53.90		
		0.60	1.80	325.00		0.890							
		0.20	0.60	328.00		0.896							
83.8	3.70	0.80	2.96	288.00		0.793	0.89	25.95	3.70	96.02	85.17		
		0.60	2.22	307.00		0.843							
		0.20	0.74	393.00		1.070							
83.9	3.70	0.80	2.96	306.00		0.846	0.99	17.08	3.70	63.18	62.67		
		0.60	2.22	370.00		1.009							
		0.20	0.74	406.00		1.104							
97.9	4.00	0.80	3.20	324.00		0.858	1.02	16.54	4.00	74.16	75.54		
		0.60	2.40	372.00		1.014							
		0.20	0.80	428.00		1.162							
121.0	4.20	0.80	3.36	295.00		0.811	0.94	23.52	4.20	98.78	92.68		
		0.60	2.52	331.00		0.906							
		0.20	0.84	419.00		1.138							
145.0	4.30	0.80	3.44	334.00		0.914	1.07	23.36	4.30	100.45	107.38		
		0.60	2.58	406.00		1.104							
		0.20	0.86	424.00		1.152							
167.7	4.20	0.80	3.36	306.00		0.840	1.06	19.33	4.20	81.21	86.08		
		0.60	2.52	386.00		1.051							
		0.20	0.84	479.00		1.257							
183.6	4.20	0.80	3.36	268.00		0.740	0.92	18.72	4.20	78.60	72.55		
		0.60	2.52	340.00		0.930							
		0.20	0.84	402.00		1.093							
205.1	4.00	0.80	3.20	249.00		0.689	0.80	14.49	4.00	57.96	48.08		
		0.60	2.40	299.00		0.822							
		0.20	0.80	308.00		0.846							
212.6	3.50	0.80	2.80	208.00		0.579	0.68	9.19	3.50	32.18	21.72		
		0.60	2.10	247.00		0.683							
		0.20	0.70	273.00		0.753							
223.5	0.00	0.80	0.00	0.00		0.020	0.02	5.44	0.00	0.00	0.00		
		0.60	0.00	0.00		0.020							
		0.20	0.00	0.00		0.020							

FORMULAS

Helice # 4-124527

$V=c1^2n-c2$

$Vm=1/4 \cdot Vc1^2$

$=1/4 \cdot Vc1^2 \cdot Vc2$

FC=5.00

1=50.00

n=250.00

c1->A=0.1319

c2->B=0.0330

n=250.00

c1->X=0.1343

c2->Y=0.0200

OBSERVACIONES

Cero regla = 165.14m

VILLARROEL 21/92

RÉGISTRO DE NIVELES DE AGUA (m) --> río : ICHILO

Servicio al Mejoramiento
de la Navegación Amazónica
'SE M E N A'

Km : 1409

Estacion : PTO VILLARROEL
Año : 1996
Cero : 165.14 m.s.n.m.

DIA	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1	1.63	4.48	6.24	3.94	2.56	2.50	1.31	0.28	0.31	0.72	3.63	1.47
2	1.46	4.22	5.54	4.59	2.26	2.73	1.19	0.27	0.27	0.65	3.53	1.92
3	1.33	5.35	4.64	5.05	2.06	2.51	1.10	0.25	0.21	0.55	4.99	1.81
4	1.52	6.28	4.28	6.16	1.88	2.20	1.03	0.23	0.19	0.61	5.76	2.12
5	3.96	5.90	3.90	6.60	1.74	2.03	0.98	0.23	0.21	0.59	4.65	2.11
6	6.14	5.36	3.63	5.48	1.62	1.77	0.93	0.20	0.79	0.56	3.81	2.25
7	5.26	5.88	3.26	4.96	1.49	1.63	0.88	0.18	0.94	0.47	3.30	3.41
8	4.11	5.60	2.96	5.43	1.42	1.51	0.84	0.16	0.97	0.46	3.43	5.67
9	3.39	5.57	2.63	5.12	1.35	1.39	0.86	0.13	0.72	0.43	3.36	5.97
10	3.96	5.99	2.41	4.89	1.45	1.29	0.92	0.12	0.60	0.36	3.26	5.05
11	5.20	6.48	2.47	4.95	1.52	1.21	1.26	0.88	0.60	0.55	4.34	4.97
12	6.51	7.18	2.61	4.60	1.48	1.13	1.38	0.57	0.58	0.87	4.07	5.96
13	6.76	6.44	3.99	4.09	1.33	1.07	1.21	0.46	0.47	4.74	3.50	5.72
14	6.70	5.52	5.79	3.67	1.23	1.01	1.01	0.51	0.39	4.94	3.17	4.91
15	6.33	4.75	6.88	3.35	1.23	0.96	0.90	0.38	0.32	3.94	4.54	4.26
16	5.58	4.26	6.63	3.14	1.23	0.99	0.82	0.30	0.26	3.07	4.01	3.70
17	5.01	4.04	6.06	3.13	1.36	0.98	0.77	0.24	0.21	2.40	3.36	3.32
18	5.16	3.65	5.32	3.11	1.55	1.22	0.71	0.18	0.17	1.95	3.14	3.30
19	5.38	3.40	4.59	2.95	1.57	1.82	0.65	0.13	0.14	1.64	2.83	3.52
20	5.01	3.17	4.05	2.60	1.63	2.11	0.60	0.11	0.13	1.40	2.50	4.05
21	4.83	3.08	3.61	2.34	2.47	2.06	0.57	0.27	0.18	2.27	2.25	3.88
22	4.81	2.90	3.30	2.17	2.28	1.87	0.53	0.55	0.27	1.84	2.06	4.38
23	4.29	3.13	3.22	2.01	2.03	1.69	0.50	0.54	0.38	1.83	1.88	5.63
24	4.52	3.74	3.09	1.88	1.82	1.50	0.46	0.54	0.70	1.69	1.79	5.59
25	6.16	4.62	2.70	1.86	1.74	1.35	0.43	0.44	1.28	1.62	1.71	5.00
26	5.54	5.50	2.48	2.85	1.65	1.24	0.41	0.27	1.75	3.95	1.60	4.84
27	5.45	5.93	3.04	4.50	1.56	1.37	0.39	0.26	1.63	3.92	1.43	5.04
28	5.32	5.61	4.59	4.38	1.47	1.52	0.37	0.30	1.39	3.41	1.32	5.23
29	5.42		4.40	3.65	1.38	1.53	0.34	0.28	1.13	2.75	1.23	4.84
30	5.02		3.77	3.02	1.30	1.47	0.36	0.34	0.89	2.64	1.19	6.89
31	4.59		3.71		1.58		0.30	0.36		2.94		7.26

MAX	6.76	7.18	6.88	6.60	2.56	2.73	1.38	0.88	1.75	4.94	5.76	7.26
ME	4.72	4.93	4.06	3.88	1.65	1.59	0.77	0.32	0.60	1.93	3.05	4.35
MIN	1.33	2.90	2.41	1.86	1.23	0.96	0.30	0.11	0.13	0.36	1.19	1.47

Inicio al Mejoramiento
de la Navegación Amazonica
"SEMANA"

Estacion :
Año :
Cero :

PTO VILLARROEL
1997
165.14 m.s.n.m.

1409

	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV
1	7.08	6.53	3.27	2.20	2.63	2.24	2.80	2.02	1.07	1.47	6.22
2	6.92	7.55	3.53	2.02	2.45	2.21	2.68	2.55	1.09	1.45	5.57
3	6.40	7.74	3.54	1.89	2.35	2.02	2.47	3.10	1.06	1.32	4.78
4	5.66	7.69	3.35	1.76	2.21	1.96	2.33	3.40	1.04	1.26	4.28
5	5.00	7.51	3.15	1.81	2.07	1.78	2.26	3.44	1.00	1.17	4.05
6	4.47	7.09	2.86	1.74	1.94	1.78	2.17	2.83	0.95	1.20	3.65
7	4.01	6.76	2.67	1.65	1.80	1.94	2.03	2.55	0.93	1.23	3.14
8	3.71	6.03	2.53	1.59	1.69	2.56	1.92	1.72	0.88	1.53	2.80
9	3.50	5.34	2.46	1.51	1.60	2.58	1.81	2.02	0.80	1.53	2.50
10	3.62	4.86	2.64	1.43	1.53	2.15	1.75	1.84	0.80	1.35	2.29
11	3.99	4.57	3.12	1.55	1.47	1.96	1.79	1.71	0.81	1.19	2.15
12	3.93	4.64	3.22	1.67	1.41	1.82	1.70	1.59	0.91	1.10	2.01
13	3.76	4.73	3.09	1.71	1.36	1.73	1.60	1.51	0.87	1.09	1.98
14	4.13	4.70	3.98	1.58	1.44	1.70	1.52	1.45	0.83	1.10	2.33
15	4.09	4.53	5.10	2.00	1.56	1.99	1.69	1.40	0.96	1.54	2.43
16	3.83	5.66	4.82	1.87	1.65	2.47	1.72	1.35	1.12	1.34	2.43
17	3.48	5.66	4.15	3.55	1.59	2.67	1.83	1.33	1.58	2.13	2.16
18	3.35	5.30	3.62	4.06	1.44	2.40	3.17	1.41	1.48	3.60	1.95
19	3.64	5.43	3.28	4.02	1.45	2.25	2.59	1.39	1.23	3.30	1.88
20	4.78	5.56	3.17	4.64	2.52	2.45	2.30	1.40	1.04	2.74	1.76
21	4.80	6.82	2.97	6.48	2.71	2.47	2.03	1.42	1.00	2.30	1.67
22	4.23	5.94	2.81	5.69	4.26	2.50	1.86	1.37	0.95	2.07	1.59
23	3.77	5.07	2.72	4.69	5.44	2.46	1.76	1.48	0.96	1.92	2.60
24	3.33	4.49	2.86	4.15	5.29	2.32	1.66	1.35	0.94	1.74	3.20
25	3.05	3.96	3.86	3.63	4.43	2.23	1.55	1.28	0.96	1.85	3.40
26	2.82	3.56	3.72	4.12	3.76	2.09	1.47	1.21	0.98	1.67	2.91
27	2.72	3.42	3.38	4.00	3.24	2.26	1.41	1.17	2.57	1.89	2.74
28	2.63	3.39	3.29	3.67	2.84	2.31	1.36	1.13	2.01	2.19	6.40
29	2.64		3.00	3.26	2.66	2.53	1.28	1.09	2.05	2.35	6.60
30	2.71		2.64	2.90	2.53	2.78	1.27	1.05	1.68	3.19	5.39
31	3.86		2.42		2.38		1.97	1.05		5.43	
32	7.08	7.74	5.10	6.48	5.44	2.78	3.17	3.44	2.57	5.43	6.60
33	4.06	5.52	3.26	2.89	2.44	2.22	1.93	1.73	1.15	1.91	3.23
34	2.63	3.39	2.42	1.43	1.36	1.70	1.27	1.05	0.80	1.09	1.59

REGISTRO DE NIVELES DE AGUA (m) ---> no : ICHILO

Servicio al Mejoramiento
de la Navegación Amazonica
'SEMENA'

Km : 1409

Estacion : PTO VILLARROEL
Año : 1998
Cero : 165.14 m.s.n.m.

DIAS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
1	6.78	7.56	7.24	4.29	4.85	1.44	0.90	0.68	0.57	1.40	1.15	2.7
2	6.74	7.26	6.67	5.21	4.37	1.37	0.87	0.65	0.50	1.29	1.09	2.6
3	6.30	7.21	5.84	4.69	2.89	1.29	0.80	0.61	0.50	1.11	1.00	2.2
4	5.39	7.57	5.46	4.21	3.07	1.20	0.80	0.59	0.49	0.95	1.06	2.2
5	4.95	7.58	6.90	3.73	3.39	1.17	0.77	0.60	0.46	0.84	1.13	2.1
6	4.80	7.65	7.26	3.37	3.22	1.12	0.75	0.60	0.48	0.79	1.03	2.1
7	4.90	7.61	7.58	3.25	3.05	1.05	0.71	0.60	0.65	0.88	1.48	1.9
8	6.16	7.55	7.62	3.30	2.79	1.04	0.67	0.57	0.87	1.40	1.74	1.8
9	5.78	7.66	7.46	3.67	2.62	1.00	1.48	0.57	0.71	1.22	3.58	1.9
10	5.05	7.52	7.38	4.24	2.42	1.00	2.06	0.55	0.73	0.99	4.24	2.4
11	4.78	7.69	7.27	4.20	2.33	1.00	1.93	0.55	0.76	0.93	6.21	2.7
12	6.27	7.24	7.06	4.65	2.18	1.00	1.79	0.57	0.67	0.82	6.58	2.7
13	6.98	6.26	6.38	4.95	2.07	1.00	1.44	0.81	0.66	0.90	5.09	2.2
14	6.54	5.35	5.63	4.60	1.99	0.96	1.28	0.74	0.55	0.90	4.28	1.9
15	5.95	4.68	5.10	4.64	2.56	0.93	1.13	0.74	0.59	1.54	3.92	1.9
16	5.34	4.17	4.72	5.09	3.30	0.90	1.03	0.86	0.62	1.53	3.67	2.1
17	5.07	4.05	4.49	5.33	3.03	0.87	0.96	0.76	0.55	1.30	3.87	2.5
18	4.57	4.63	4.28	5.31	2.53	0.83	0.89	0.67	0.52	1.16	4.22	3.0
19	4.11	5.46	4.12	4.81	2.22	0.88	0.88	0.64	0.50	0.99	3.65	2.7
20	3.91	7.55	4.43	4.21	2.04	0.89	0.83	0.61	0.60	0.93	3.19	2.4
21	3.68	7.15	4.58	3.78	1.89	0.90	0.81	0.65	0.65	0.84	2.60	1.9
22	3.47	7.47	5.35	3.49	1.79	1.09	0.79	0.69	0.71	0.77	2.28	2.4
23	3.83	7.31	6.10	5.01	1.64	1.34	0.78	0.67	0.65	0.71	2.10	3.2
24	5.22	6.51	7.13	4.10	1.63	1.18	0.74	0.67	0.64	0.70	2.18	3.2
25	5.61	6.42	7.43	4.35	1.56	1.38	0.71	0.65	0.54	0.71	2.55	2.7
26	6.26	7.22	6.70	4.54	1.50	1.40	0.89	0.59	0.50	0.73	4.66	2.2
27	6.31	7.42	5.81	4.92	1.44	1.45	0.95	0.56	0.48	0.72	4.50	1.9
28	7.03	7.28	5.09	4.80	1.41	1.23	0.83	0.57	0.68	0.85	3.63	1.8
29	7.23		4.58	6.33	1.38	1.07	0.82	0.60	0.97	1.18	3.05	2.4
30	7.04		4.66	5.71	1.40	0.99	0.74	0.58	1.26	1.15	2.82	4.3
31	7.01		4.60		1.43		0.70	0.56		1.25		4.5
MAX.	7.23	7.69	7.62	6.33	4.85	1.45	2.06	0.86	1.26	1.54	6.58	4.5
MED.	5.58	6.75	5.96	4.49	2.38	1.10	0.99	0.64	0.63	1.01	3.08	2.5
MIN.	3.47	4.05	4.12	3.25	1.38	0.83	0.67	0.55	0.46	0.70	1.00	1.8

REGISTRO DE NIVELES DE AGUA (m) ----> rio ICHILO

=====

Servicio al Mejoramiento
de la Navegación Amazonica
"S E M E N A"

Estacion : PTO VILCARROEL
Año : 1999
Cero : 165.14 m s n m.

Km : 1409

DIAS	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	D
1	3.57	4.87	2.43	5.18	2.60	3.48	2.06	1.20	0.44	0.36	0.96	
2	3.12	5.10	2.49	4.69	2.36	3.08	1.96	1.27	0.43	0.35	0.93	
3	2.81	5.47	3.34	4.07	2.21	2.59	1.94	1.17	0.40	2.53	1.24	
4	2.83	5.64	4.25	3.89	2.08	2.51	2.07	1.09	0.40	1.81	1.99	
5	2.89	5.16	4.75	3.47	2.91	2.86	2.41	1.03	0.40	1.92	1.54	
6	3.56	6.74	5.70	3.17	3.97	2.23	2.92	0.99	0.42	1.43	1.38	
7	3.65	4.33	5.02	2.87	5.00	2.14	2.71	0.95	0.40	1.12	1.22	
8	3.23	4.51	4.26	2.67	4.86	2.04	2.39	0.90	0.38	0.97	1.09	
9	2.77	6.51	4.00	2.56	4.20	1.98	2.15	0.88	0.36	0.55	1.49	
10	2.52	5.54	4.49	2.49	3.63	1.78	1.97	0.85	0.35	0.79	2.07	
11	2.61	4.71	4.92	2.36	3.23	1.82	1.83	0.82	0.37	0.74	1.68	
12	2.55	4.24	4.98	2.22	2.87	1.79	1.75	0.80	0.38	0.69	1.52	
13	2.38	3.98	4.73	2.08	2.71	1.73	1.66	0.75	0.43	0.62	1.33	
14	2.23	4.81	4.17	2.08	2.73	1.68	1.52	0.71	0.40	0.59	1.18	
15	2.12	6.10	4.32	2.59	2.52	1.62	1.44	0.70	0.54	0.53	1.07	
16	2.04	5.48	4.60	3.58	2.39	1.59	1.45	0.75	1.34	0.49	0.94	
17	1.93	4.79	4.63	6.42	2.32	1.54	1.47	0.69	1.18	0.45	0.89	
18	2.63	4.24	4.26	5.32	2.53	1.70	1.62	0.68	1.20	0.67	0.85	
19	5.11	3.94	4.32	4.45	3.43	2.60	1.97	0.66	0.93	1.02	0.82	
20	5.10	3.80	4.27	3.84	3.70	3.74	1.90	0.62	0.71	0.63	0.80	
21	4.40	3.57	4.52	3.33	3.34	3.48	1.81	0.62	0.63	0.72	0.84	
22	3.97	3.35	4.80	3.02	3.04	2.90	1.68	0.59	0.57	0.65	0.80	
23	3.33	3.02	4.92	2.73	2.70	2.52	1.58	0.58	0.53	0.70	0.80	
24	2.93	2.83	4.82	2.49	2.46	2.26	1.55	0.56	0.51	0.60	0.86	
25	2.55	2.66	5.35	2.33	2.32	2.05	1.44	0.55	0.47	0.59	0.81	
26	2.30	2.56	6.04	2.15	2.27	2.05	1.38	0.54	0.46	0.70	1.65	
27	2.15	2.49	5.87	2.15	2.30	2.46	1.31	0.51	0.53	0.89	2.49	
28	2.13	2.52	5.12	2.28	2.39	2.64	1.24	0.49	0.44	0.84	2.20	
29	2.88		5.54	3.13	2.49	2.40	1.19	0.47	0.41	0.90	2.13	
30	3.41		5.92	2.90	4.15	2.17	1.16	0.46	0.37	1.02	1.70	
31	3.95		5.66		4.20		1.16	0.45		1.03		
MAX.	5.11	6.74	6.04	6.42	5.00	3.74	2.92	1.27	1.34	2.53	2.49	
MED.	3.02	4.39	4.66	3.22	3.03	2.31	1.76	0.75	0.55	0.89	1.31	
MIN.	1.93	2.49	2.43	2.08	2.08	1.54	1.16	0.45	0.35	0.35	0.80	

COMTE EJECUTOR DEL PROYECTO

ICHILLO-MAHORE
CEPIMA

ESTACION Sta. Isabel
RIO Ichilo

4-81327

Morera y Nº del Molinete A. OTT 79912 AFONO Nº 2
 Fecha 24-05-87 HS 15:20 lecture de Escala

[illegible]

Area Total	943.16	Mts 2
Velocidad Media	0.8507	Mts 1seg.
Reviso Hidrogr. F. M. U. N. A. Z. L.		
Gasto	804.51	Mts 3/seg.
Prof. Media		Mts.

ANEXO II:

Cálculo de la demanda futura

1. Método REA (Rural Electrification Administration)

Factor A: Considera el número de usuarios de la siguiente manera:

$$FacA = N \cdot [1 - 0.4N + 0.4 \cdot (N^2 + 40)^{0.488}] \quad (II.1)$$

Factor B: Toma en cuenta el consumo específico por abonado:

$$FacB = 0.005925 \cdot C_{exp}^{0.885} \quad (II.2)$$

Donde:

N: número de usuarios por categoría

C_{esp}: Consumo específico en kWh/mes por familia

La demanda para el año de inicio se obtendrá multiplicando ambos factores:

$$Pot_{m\acute{a}x} = FacA \cdot FacB \quad (II.3)$$

(i) Año 2010 (Año 0)

(a) Categoría residencial

Sabiendo que N₂₀₁₀= 27 y que C_{esp}=25.56 kWh/mes por abonado (según se indica en la *Tabla 2.13*), sustituyendo estos valores en las expresiones (II.1) y (II.2), los factores tomarán los siguientes valores:

$$FacA_{Res} = 27 \cdot [1 - 0.4 \cdot 27 + 0.4 \cdot (27^2 + 40)^{0.488}] = 11.94$$

$$FacB_{Res} = 0.005925 \cdot (25.56)^{0.885} = 0.1043$$

Por tanto, para el año de inicio (2010), la demanda de la categoría residencial se situará en:

$$Pot_{m\acute{a}xRes} = (FacA \cdot FacB)_{Res} = 11.94 \cdot 0.1043 = 1.2453 \text{ kW}$$

(b) *Categoría general*

Para el cálculo de la demanda de la categoría general se tomará como número de usuarios únicamente uno. Por tanto no habrá factor de simultaneidad, y la potencia consumida será la hallada directamente en la curva de carga (*Tabla 3.8*):

$$Pot_{máxGen} = 0.36 \text{ kW}$$

(c) *Total*

La suma de las demandas de ambas categorías arroja una potencia máxima total de:

$$Pot_{máxTOTAL} = Pot_{máxRes} + Pot_{máxGen} = 1.24 + 0.36 = 1.606 \text{ kW}$$

(ii) Año 2020 (Año 10)

Para el año 2020 la previsión de la población, teniendo en cuenta los datos de crecimiento poblacional aportados anteriormente sería, empleando la expresión:

$$P_f = P_a \cdot \left(1 + \frac{i}{100}\right)^t \quad (\text{II.4})$$

Donde

P_f : Población futura

P_a : Población actual

i : tasa de crecimiento

t : periodo de crecimiento

$$P_{2020} = P_{2010} \cdot \left(1 + \frac{4.2}{100}\right)^{10} = 153 \cdot \left(1 + \frac{4.2}{100}\right)^{10} = 231 \text{ habitantes}$$

$$F_{2020} = F_{2010} \cdot \left(1 + \frac{4.2}{100}\right)^{10} = 27 \cdot \left(1 + \frac{4.2}{100}\right)^{10} = 40 \text{ familias}$$

Para este caso: $P_a = 153$; $i = 4.2$; $t = 10$ años.

Por tanto, en el año 2020 la población estimada será de $P_{2020} = 231$ habitantes, distribuidos en 40 familias.

(a) *Categoría residencial*

Sabiendo que $N_{2020}=40$ y suponiendo que el consumo específico permanece más o menos estable en un valor de $C_{esp}=27.84$ kWh/mes por abonado, los factores tomarán los siguientes valores:

$$FacA_{Res} = 40 \cdot [1 - 0.4 \cdot 40 + 0.4 \cdot (40^2 + 40)^{0.488}] = -0.178$$

$$FacB_{Res} = 0.005925 \cdot (27.84)^{0.885} = 0.1125$$

→ Este método no es válido para un número de familias superior a 35.

2. Método PPL (Projekt Planung Lauterjung)

Este método se halla propuesto en el libro “Investigaciones Socio económicas y análisis de demanda”. Para la determinación de la demanda a través de este método se deben considerar varios factores como son: la curva de demanda en base a los requerimientos, el factor de simultaneidad, el índice de cobertura y el tiempo de utilización de los equipos. La determinación del factor de simultaneidad del conjunto de equipos que posee una determinada familia se determina a partir de la potencia instalada y la potencia máxima de utilización se obtiene con la siguiente fórmula:

$$fs = \frac{P_{m\acute{a}x}}{P_{inst}} \quad (II.5)$$

Donde:

fs es el factor de simultaneidad

$P_{m\acute{a}x}$ es la potencia máxima de utilización

P_{inst} es la potencia instalada

Para un mayor número de consumo, se solapan las curvas de demanda de los consumidores individuales y forman una curva global. La carga de punta de la red no es la suma de las cargas punta individual, ya que la probabilidad de que todos los consumidores conectados a la red estén consumiendo la máxima energía disponible al mismo tiempo es prácticamente imposible. La relación entre la carga de punta de la red y la suma de las cargas de punta individuales se denomina factor de simultaneidad del sistema. Para una red utilizada por consumidores individuales, se tiene la siguiente relación:

$$F_{sn} = fs + \frac{(1-fs)}{N^{0.5}} \quad (II.6)$$

Con el factor de simultaneidad del conjunto de consumidores de la misma categoría se determina la demanda máxima con la siguiente relación:

$$Pot = N \cdot F_{sn} \cdot P_{inst} \quad (II.7)$$

Donde:

N: Número de usuarios

P_{inst}: Potencia instalada

F_{sn}: Factor de simultaneidad del conjunto de consumidores

(i) Año 2010 (Año 0)

(a) Categoría residencial

Sabiendo que N₂₀₁₀=27, que la potencia instalada es de 2.376 kW y que la potencia máxima es de 1.286 kW, el valor del factor de simultaneidad será:

$$fs = \frac{P_{m\acute{a}x}}{P_{inst}} = \frac{1.286}{2.376} = 0.541$$

Por tanto, el factor de simultaneidad del sistema será:

$$F_{sn} = fs + \frac{(1 - fs)}{N^{0.5}} = 0.541 + \frac{(1 - 0.541)}{27^{0.5}} = 0.629$$

Y por tanto la demanda máxima será:

$$Pot_{Res} = N \cdot F_{sn} \cdot P_{inst} = 27 \cdot 0.629 \cdot 0.088 = 1.495 \text{ kW}$$

(b) Categoría general

Para esta categoría tomaremos los dos servicios (posta sanitaria y escuela) como si fueran un único abonado, por tanto, N₂₀₁₀= 1. Para la categoría general la potencia instalada es de 0.36kW y la potencia máxima es de 0.36kW, por lo que el factor de simultaneidad será:

$$fs = \frac{P_{m\acute{a}x}}{P_{inst}} = \frac{0.36}{0.36} = 1$$

Por tanto, el factor de simultaneidad del sistema será:

$$F_{sn} = fs + \frac{(1 - fs)}{N^{0.5}} = 1 + \frac{(1 - 1)}{1^{0.5}} = 1$$

Y por tanto la demanda máxima será:

$$Pot_{Gen} = N \cdot F_{sn} \cdot P_{inst} = 1 \cdot 1 \cdot 0.36 = 0.36kW$$

(c) *Total*

La suma de la potencia requerida por la categoría general y por la residencial arroja un total de:

$$Pot_{TOTAL} = Pot_{Res} + Pot_{Gen} = 1.495 + 0.36 = 1.855 kW$$

(ii) Año 2020 (Año 10)

(a) *Categoría residencial*

Sabiendo que $N_{2020} = 40$, que la potencia instalada es de 4.28 kW y que la potencia máxima es de 2.68 kW, el valor del factor de simultaneidad será:

$$fs = \frac{P_{m\acute{a}x}}{P_{inst}} = \frac{2.68}{4.28} = 0.626$$

Por tanto, el factor de simultaneidad del sistema será:

$$F_{sn} = fs + \frac{(1 - fs)}{N^{0.5}} = 0.626 + \frac{(1 - 0.626)}{40^{0.5}} = 0.685$$

Y por tanto la demanda máxima será:

$$Pot_{Res} = N \cdot F_{sn} \cdot P_{inst} = 40 \cdot 0.685 \cdot 0.107 = 2.93 kW$$

(b) *Categoría general*

Para esta categoría tomaremos los dos servicios (posta sanitaria y escuela) como si fueran un único abonado, por tanto, $N_{2010} = 1$. Para la categoría general la potencia instalada es de 0.36kW y la potencia máxima es de 0.36kW, por lo que el factor de simultaneidad será:

$$fs = \frac{P_{m\acute{a}x}}{P_{inst}} = \frac{0.36}{0.36} = 1$$

Por tanto, el factor de simultaneidad del sistema será:

$$F_{sn} = fs + \frac{(1 - fs)}{N^{0.5}} = 1 + \frac{(1 - 1)}{1^{0.5}} = 1$$

Y por tanto la demanda máxima será:

$$Pot_{Gen} = N \cdot F_{sn} \cdot P_{inst} = 1 \cdot 1 \cdot 0.36 = 0.36kW$$

(c) *Total*

La suma de la potencia requerida por la categoría general y por la residencial arroja un total de:

$$Pot_{TOTAL} = Pot_{Res} + Pot_{Gen} = 2.93 + 0.36 = 3.29 kW$$

3. Resultados

	Año de inicio (2010)	Año 10 (2020)
Método REA	1.606 kW	Método inservible
Método PPL	1.855 kW	3.29 kW

*Tabla II.1. Resultados de los métodos empleados para la proyección de la demanda.
(Fuente: Elaboración propia)*

ANEXO III:
Características de los perfiles
aerodinámicos

1. NACA 0012

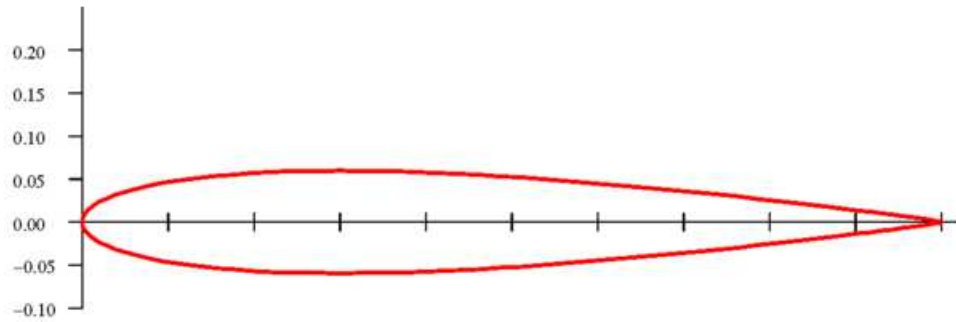


Fig. III.1. Perfil NACA 0012

Grosor	12.0%
Camber	0.0%
Ángulo del borde de salida	58.6°
Radio del borde de ataque	1.7%
C_L máximo	0.962
Máximo C_y/C_x	550303
Ángulo de pérdida	7.5°

Tabla III. 1. Características del perfil NACA0012

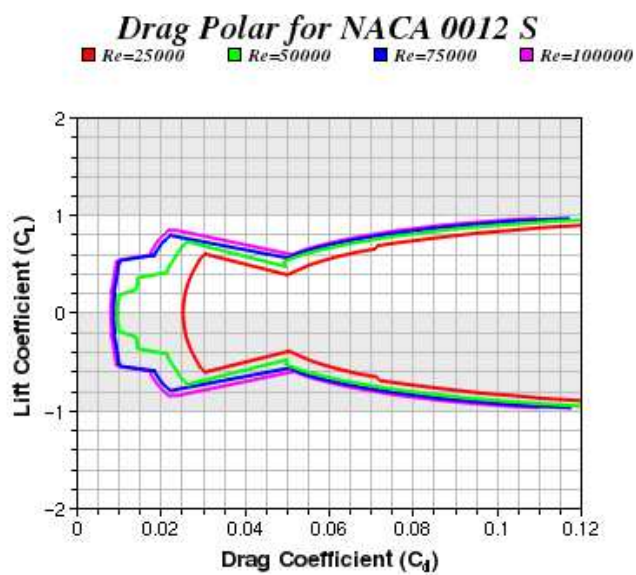


Fig. III.2. Variación de C_L y C_D para distintos valores del número de Reynolds

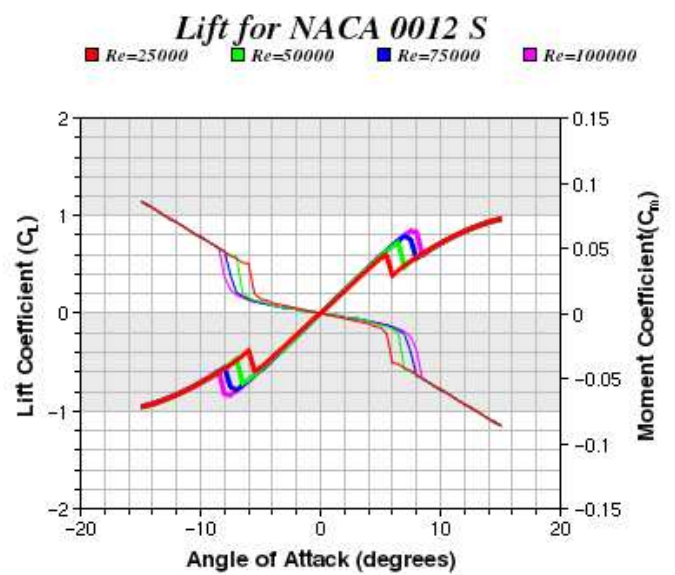


Fig. III. 3. Variación de C_L , ángulo de ataque y coeficiente de momento, C_M para distintos valores del número de Reynolds

2. NACA 4412

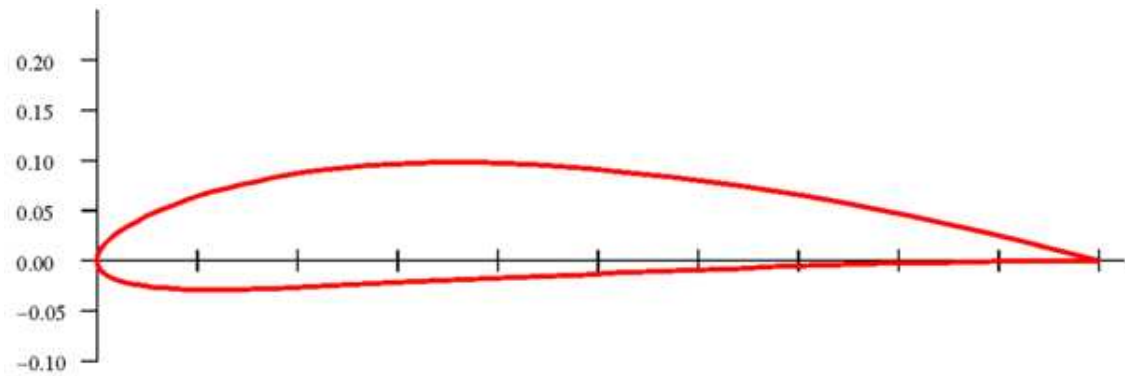


Fig. III. 4. Perfil NACA 4412

Grosor	12.0%
Camber	4.0%
Ángulo del borde de salida	14.4°
Radio del borde de ataque	1.7%
C_L máximo	1.507
Máximo C_y/C_x	57.209
Ángulo de pérdida	6°

Tabla III. 2. Características del perfil NACA 4412

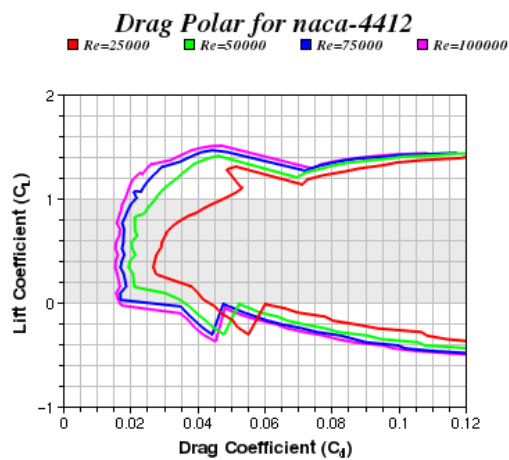


Fig.III. 5. Variación de C_L y C_D para distintos valores del número de Reynolds

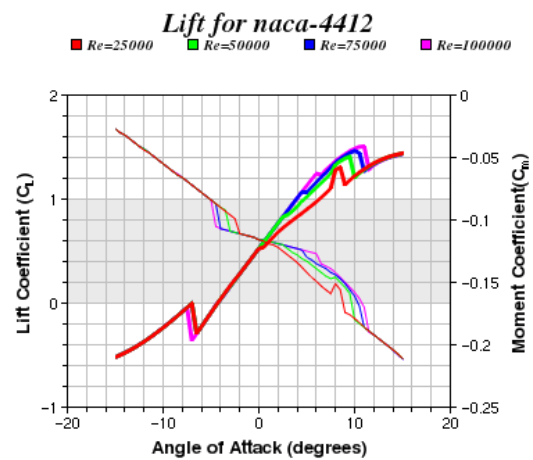


Fig.III. 6. Variación de C_L , ángulo de ataque y coeficiente de momento, C_m para distintos valores del número de Reynolds

3. NACA 63A210

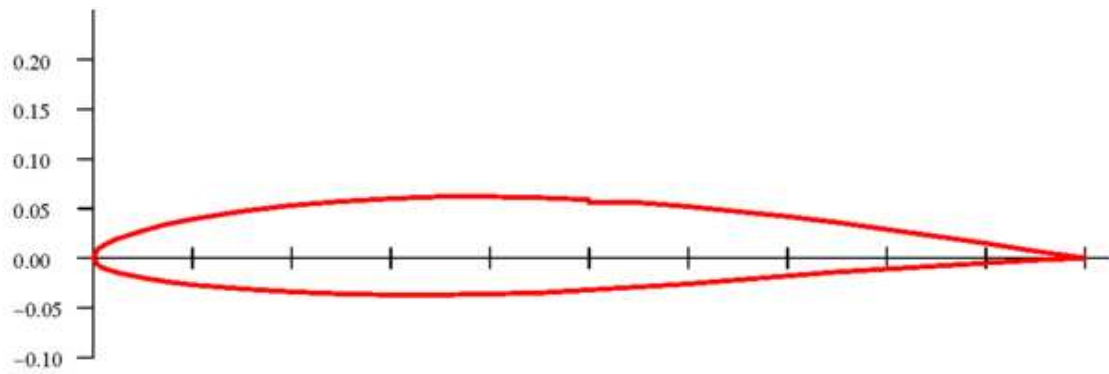


Fig.III. 7. Perfil NACA 63A210

Grosor	10.0%
Camber	1.3%
Ángulo del borde de salida	11.7°
Radio del borde de ataque	1.2%
C_L máximo	0.875
Máximo C_v/C_x	56.497
Ángulo de pérdida	-0.5°

Tabla III.3. Características del perfil NACA 63A210

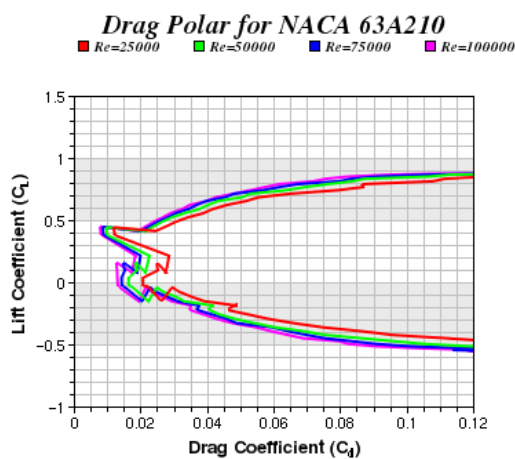


Fig.III.8. Variación de C_L y C_D para distintos valores del número de Reynolds

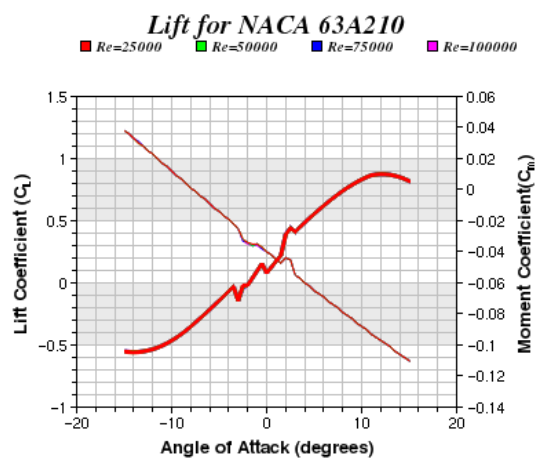


Fig. III.9. Variación de C_L , ángulo de ataque y coeficiente de momento, C_M para distintos valores del número de Reynolds

4. NACA 2.5411

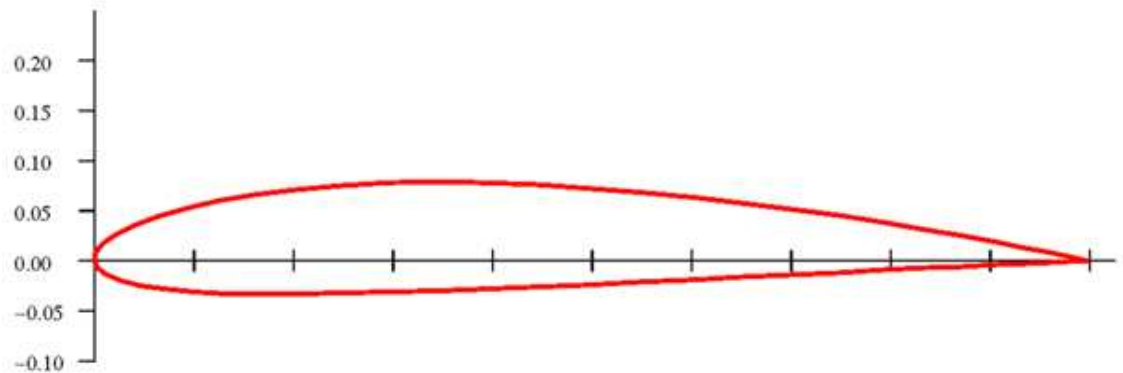


Fig. III.10. Perfil NACA2.5411

Grosor	11.0%
Camber	2.5%
Ángulo del borde de salida	15.1°
Radio del borde de ataque	2.3%
C_L máximo	1.194
Máximo C_v/C_x	54.044
Ángulo de pérdida	8.5°

Tabla III.4. Características del perfil NACA 2.5411

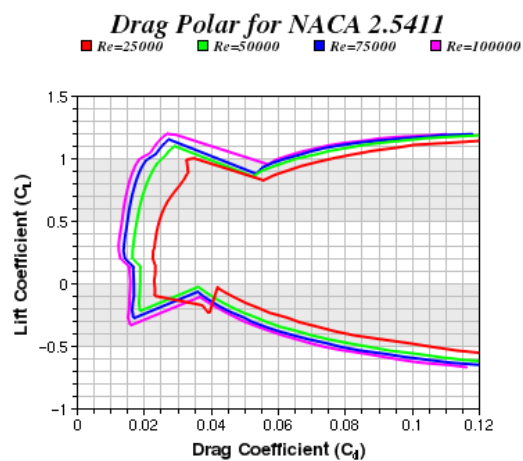


Fig.III.11. Variación de C_L y C_D para distintos valores del número de Reynolds

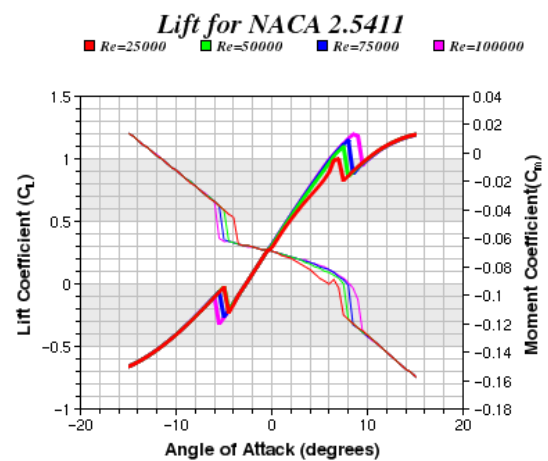


Fig. III.12. Variación de C_L , ángulo de ataque y coeficiente de momento, C_m para distintos valores del número de Reynolds

5. NACA 2408

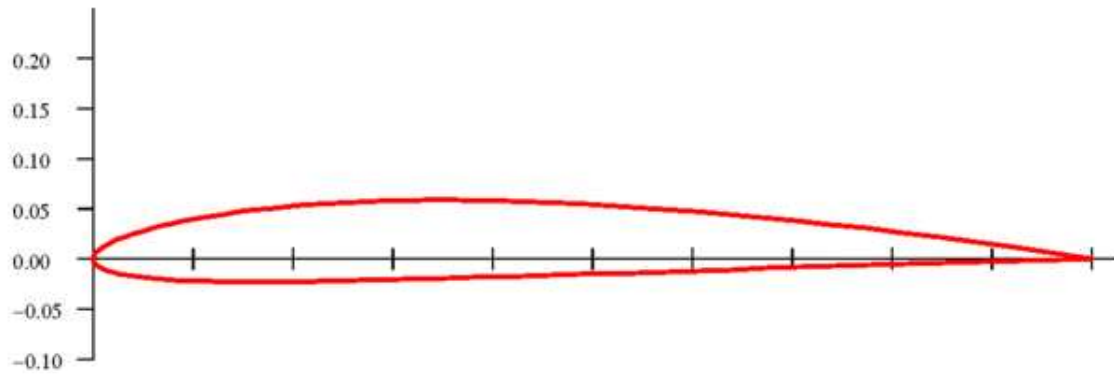


Fig. III.13. Perfil NACA 2408

Grosor	8.0%
Camber	2.0%
Ángulo del borde de salida	9.7°
Radio del borde de ataque	0.8%
C_L máximo	0.908
Máximo C_y/C_x	46.721
Ángulo de pérdida	5.5°

Tabla III.5. Características del perfil NACA 2408

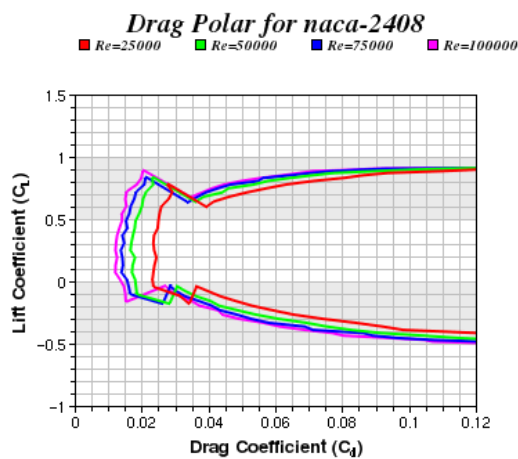


Fig.III.14. Variación de C_L y C_D para distintos valores del número de Reynolds

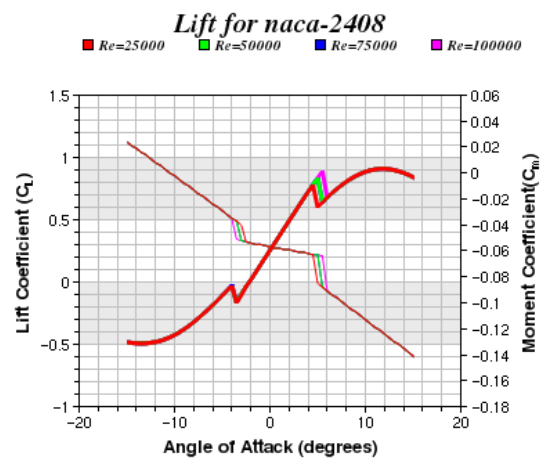


Fig. III.15. Variación de C_L , ángulo de ataque y coeficiente de momento, C_M para distintos valores del número de Reynolds

6. EPPLER E854

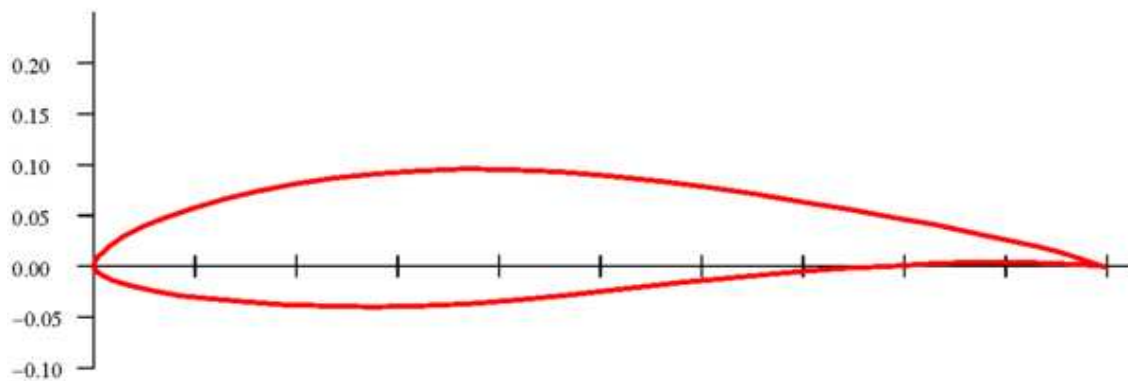


Fig. III.16. Perfil EPPLER E854

Grosor	13.4%
Camber	3.3%
Ángulo del borde de salida	13.5°
Radio del borde de ataque	1.0%
C_L máximo	1.347
Máximo C_y/C_x	51.91
Ángulo de pérdida	7.0°

Tabla III. 6. Características del perfil EPPLER E854

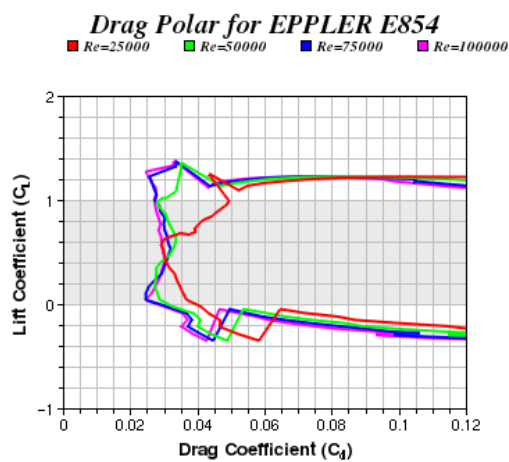


Fig.III.17. Variación de C_L y C_D para distintos valores del número de Reynolds

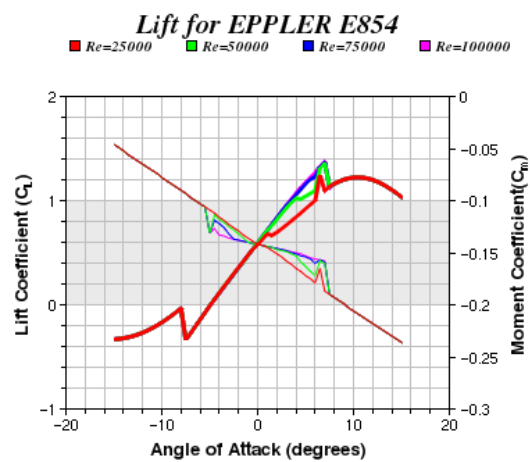


Fig. III.18. Variación de C_L , ángulo de ataque y coeficiente de momento, C_m para distintos valores del número de Reynolds

ANEXO IV:

Cálculo del sistema de transmisión

El cálculo del sistema de transmisión se realizó empleando el software libre MITCalc (<http://www.mitcalc.com/en/download.htm>). Este software es muy sencillo de usar, ya que consiste en una hoja de cálculo en la que se introducen los parámetros del sistema y como resultado arroja el diseño de la correa y las poleas.

A continuación se muestran los pantallazos del programa con los datos introducidos y la solución ofrecida:

Synchronous belts			
	Pulley 1	Pulley 2	
File name correa_proyecto.xlsm			
Project Name <input checked="" type="checkbox"/> TBelts calculation			
Basic Info <input checked="" type="checkbox"/> Belt: 8M (PowerGrip GT2)-450; B=50; z1=192; z2=28; n1=47.8; n2=327.4; P=0.92 [kW]			
Project Notes <input checked="" type="checkbox"/> Comments			
Input section			
1.0 <input checked="" type="checkbox"/> The manner of loading, working parameters			
1.1 Calculation units	SI Units (N, mm, kW...) ▼		
1.2 Transferred power	P	0.92	0.73 [kW]
1.3 Pulley speed (desired)	n	48	333 [/min]
1.4 Pulley speed (actual)	n	47.8	327.4 [/min]
1.5 The desired / actual transmission ratio	i	0.143	0.146
1.6 Torsion moment	Mk	183.22	21.38 [Nm]
1.7 The type of driving machine (loading)	B...Moderate shocks ▼		
1.8 The type of driven machine (loading)	D...Medium duty ▼		
1.9 Daily loading of the transmission	C...Over 16 hours ▼		
1.10 Coefficient of operational loading	c2	1.85	1.85 <input checked="" type="checkbox"/>
1.11 Efficiency of the transmission	eta	80	[%]

Fig. IV.1. Sección de introducción de datos. (Fuente: Programa MITCalc)

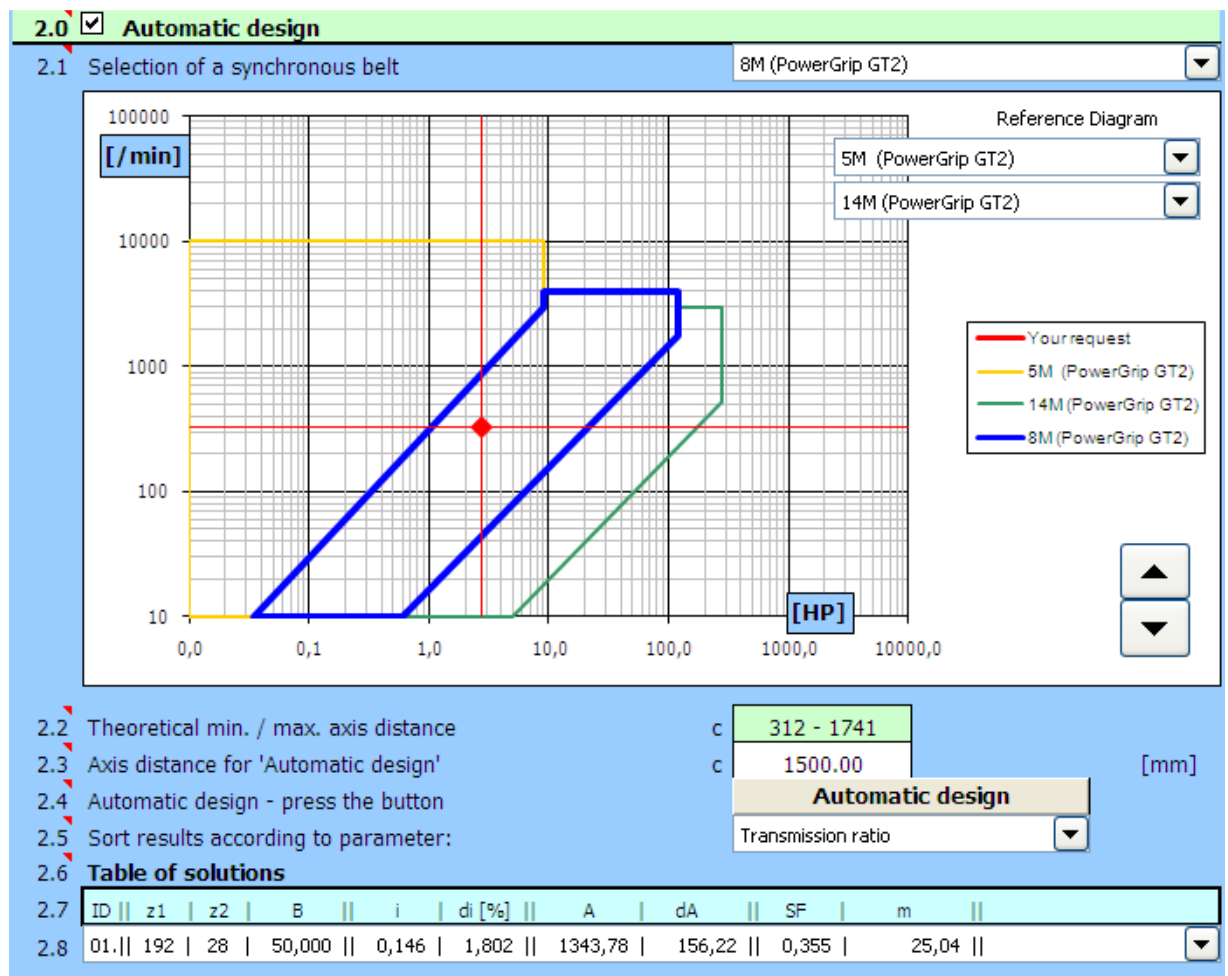


Fig. IV.2. Sección de diseño (Fuente: Programa MITCalc)

	Pulley 1	Pulley 2	
3.0 <input checked="" type="checkbox"/> Design and calculation			
3.1 Selected width of the synchronous belt	B	50 / 1.9685	[mm/in]
3.2 Number of pulley teeth (pulley diameter) - selection	z	192 (488.92)	[mm]
3.3 Number of pulley teeth	z	192	28
3.4 Pulley pitch diameter	Dp	488.924	71.301 [mm]
3.5 Recommended axis distance / min-max	C'	1365	765-1657 [mm]
3.6 Axis distance desired / actual	C	1500	1478 [mm]
3.7 Number of belt teeth (belt length) - selection	z	130 (1040)	[mm]
3.8 Number of belt teeth / designed	z	450	450 <input checked="" type="checkbox"/>
3.9 Belt length / pitch	Lw/P	3600.00	8.000 [mm]
3.10 Design power	Pd	2.06	[kW]
3.11 The power transferred by the belt	P'	5.81	[kW]
3.12 Approximate total weight	m	25.04	[kg]
3.13 Coefficient of belt utilization	SF	0.35	
3.14 Non-standard solution			
3.15 Use standardized pulleys	Yes	<input type="checkbox"/>	
3.16 Use standardized lengths of the belt	Yes	<input type="checkbox"/>	

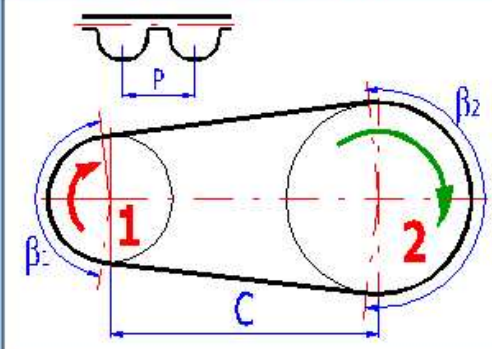
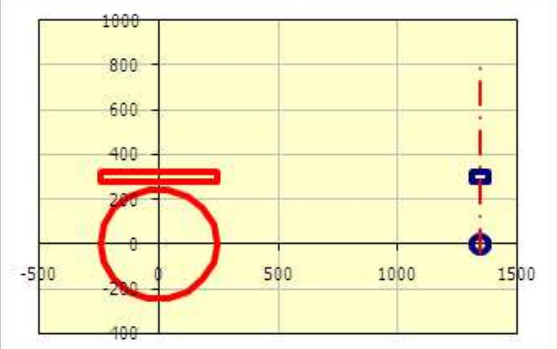



Fig. IV.3. Sección de diseño y cálculo.

Results section			
4.0 <input checked="" type="checkbox"/> Results, coefficients			
4.1 Coefficients			
4.2 - Service factor	c2	1.85	
4.3 - Acceleration factor	c3	0.40	
4.4 - Coefficient of belt length	c5	1.20	
4.5 - Coefficient of belt width	c6	2.74	
4.6 - Teeth in mesh factor	c1	1.00	
4.7 - Transmission ratio factor	c7	0.00	
4.8 - Angle of belt contact around pulley	β	197.88	162.12 [°]
4.9 Axis distance adjustability			
4.10 - For tightening of the belt	x	1.30	[mm]
4.11 - For installation of the belt	y	4.10	[mm]
4.12 Force conditions, speed			
4.13 - Belt speed / max. for given type	v	1.22	33 [m/s]
4.14 Calculation of working forces (in general)			
4.15 - Force in unloaded belt in % of tensile force		49.0	49.00 <input checked="" type="checkbox"/> [%]
4.16 - Effective pull force	Fu	749	[N]
4.17 - Initial belt tension	Fo	742	[N]
4.18 - Force in forced belt strand	F1	1117	[N]
4.19 - Force in unloaded belt strand	F2	367	[N]
4.20 - Total radial force on the shaft	Fr	1470	[N]

Fig. IV. 4. Sección de Resultados. (Fuente: Programa MITCalc)

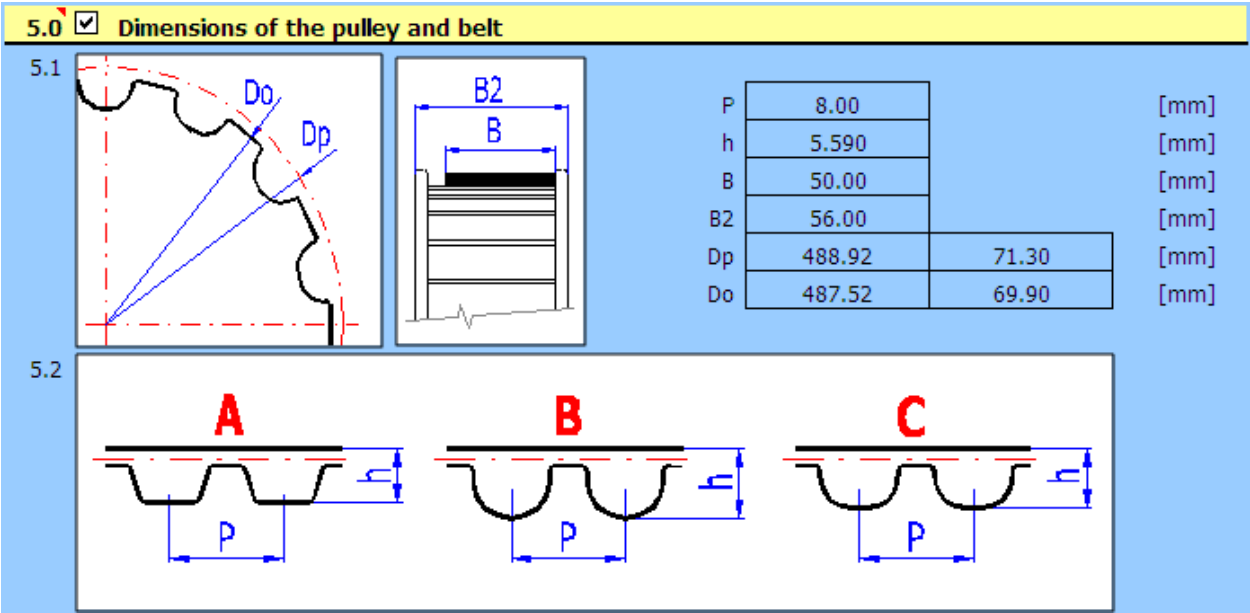
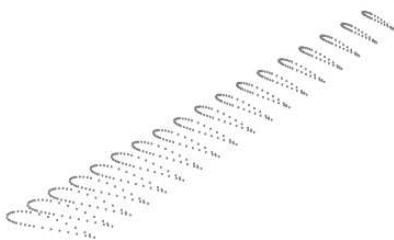
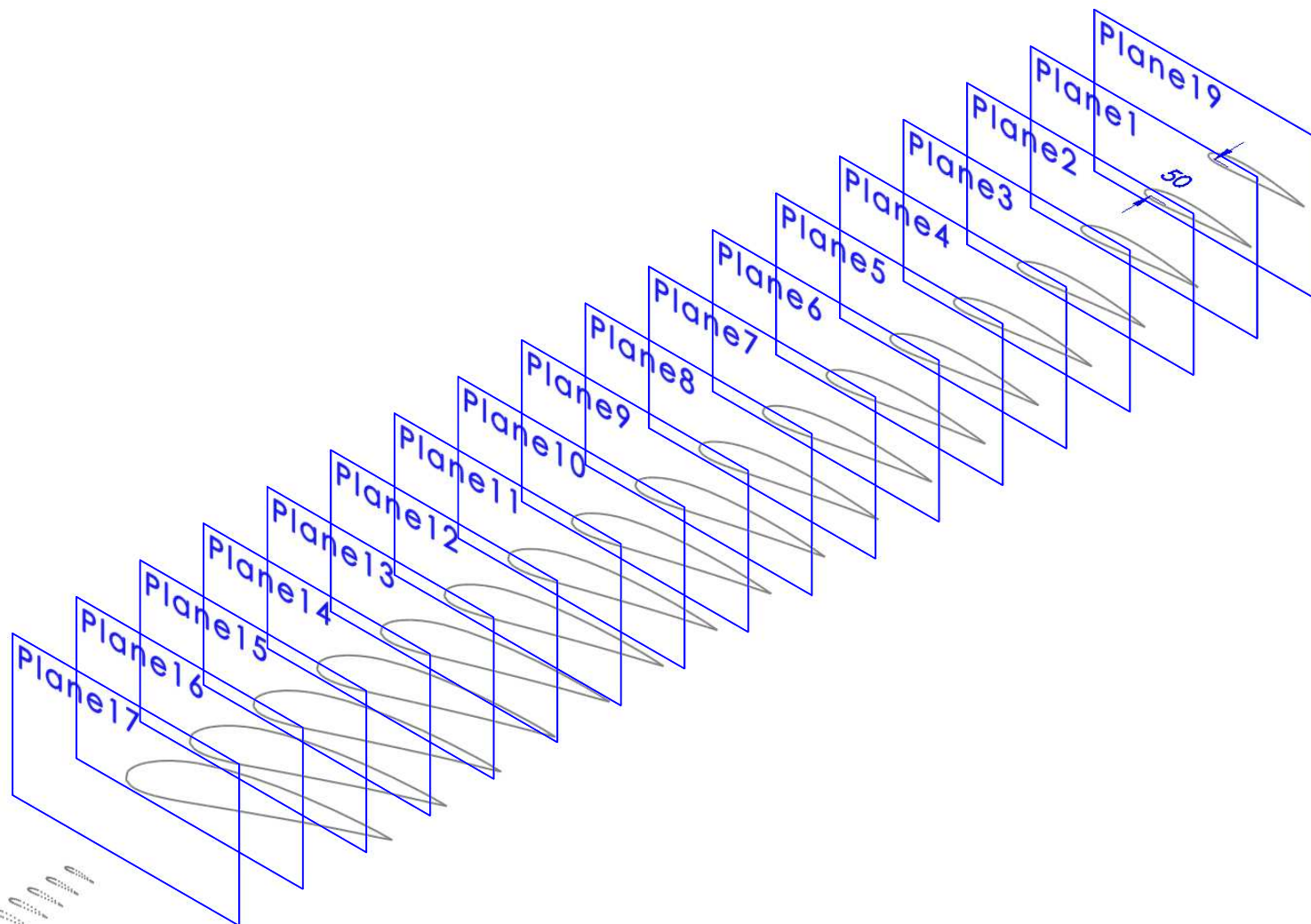
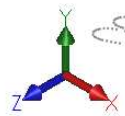
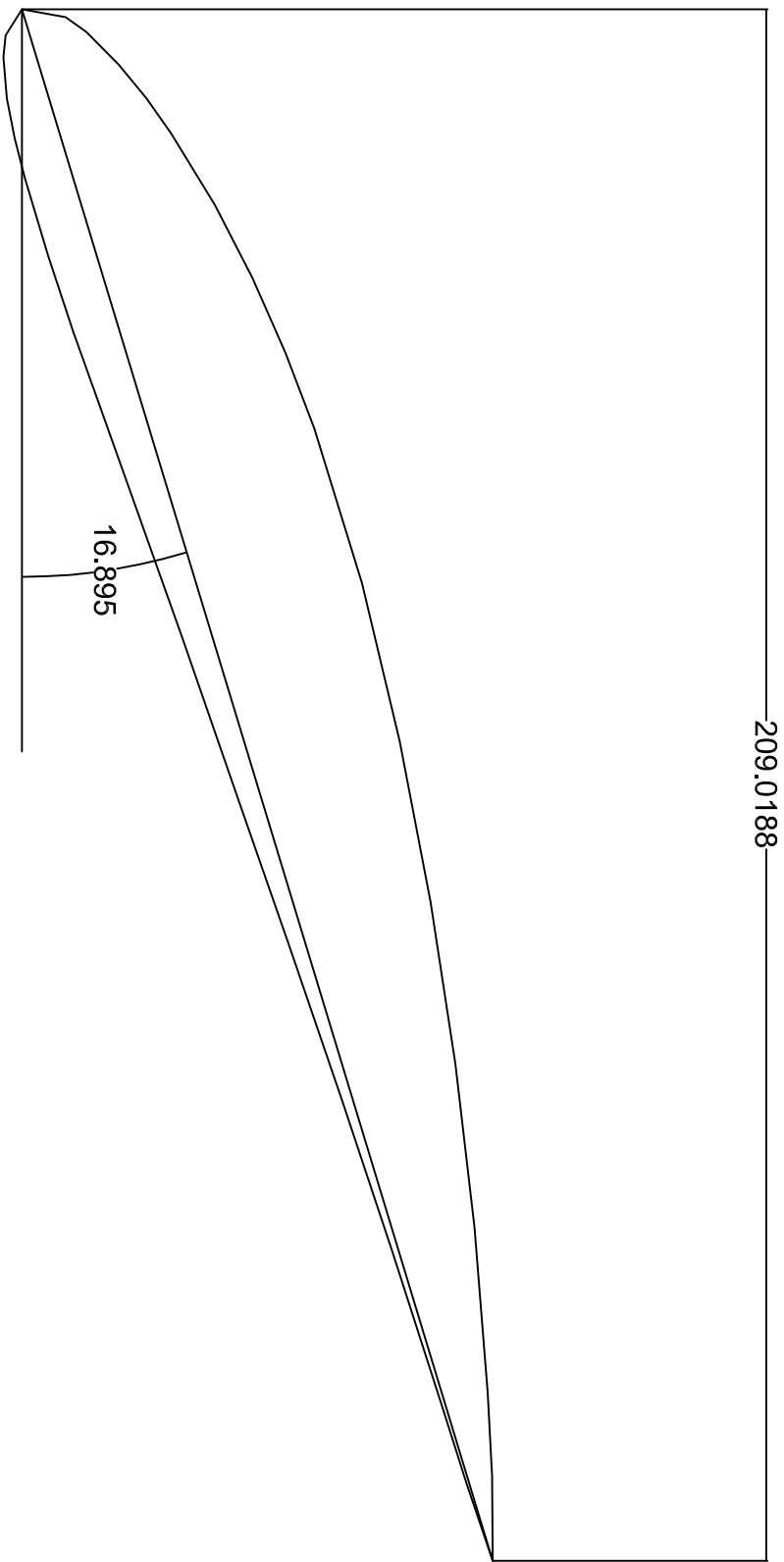


Fig. IV.5. Dimensiones de las poleas y la correa. (Fuente: Programa MITCalc)

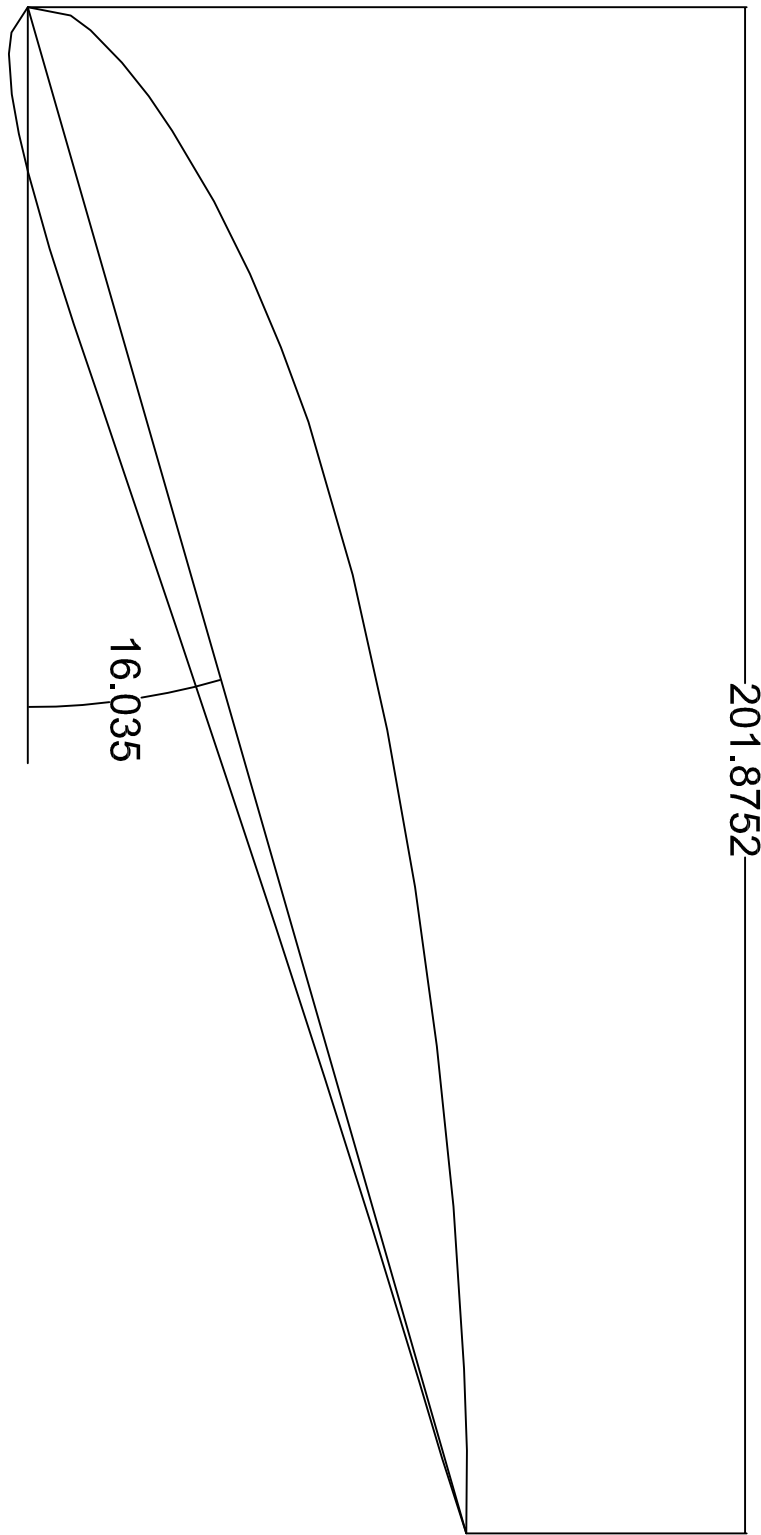
ANEXO V:
Secciones del perfil de la pala
(NACA 4412)



Sección 1



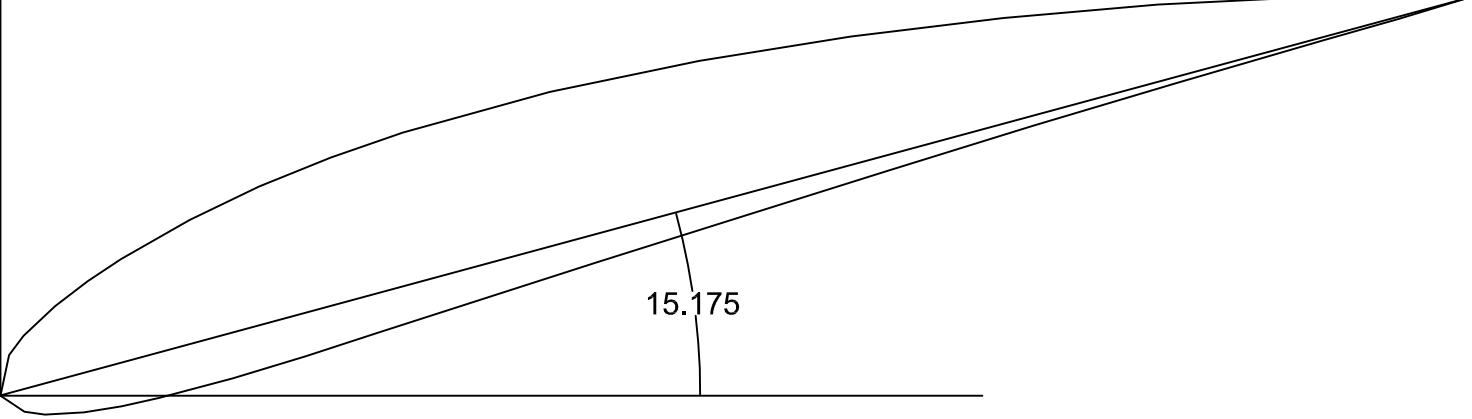
Sección 2



194.6164

Sección 3

15.175

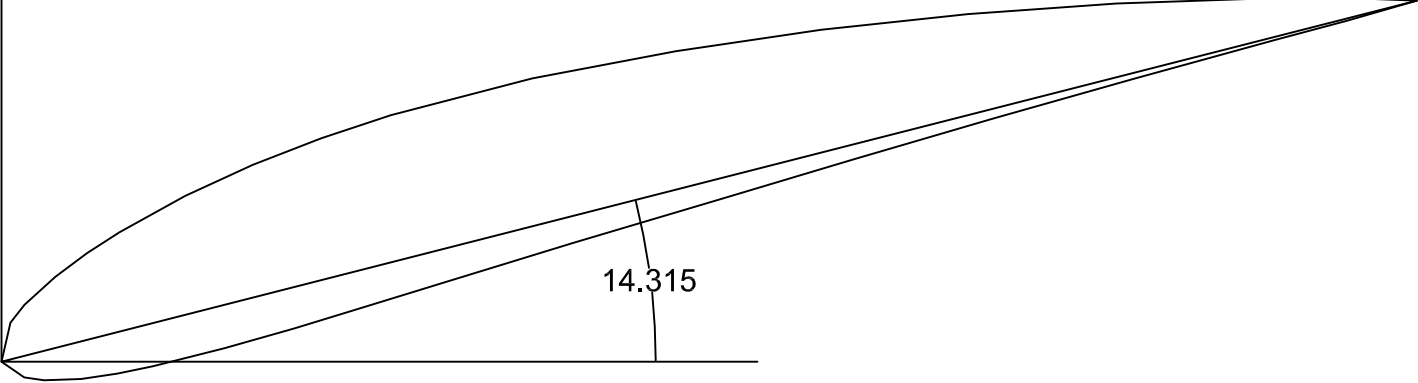


The diagram for Sección 3 shows a curved profile within a rectangular frame. A horizontal line serves as the baseline. A vertical line segment is drawn from the baseline to the curve, labeled with the value 15.175. The curve starts at the left edge of the frame and ends at the right edge, arching upwards. The entire diagram is enclosed in a rectangular border.

187.2478

Sección 4

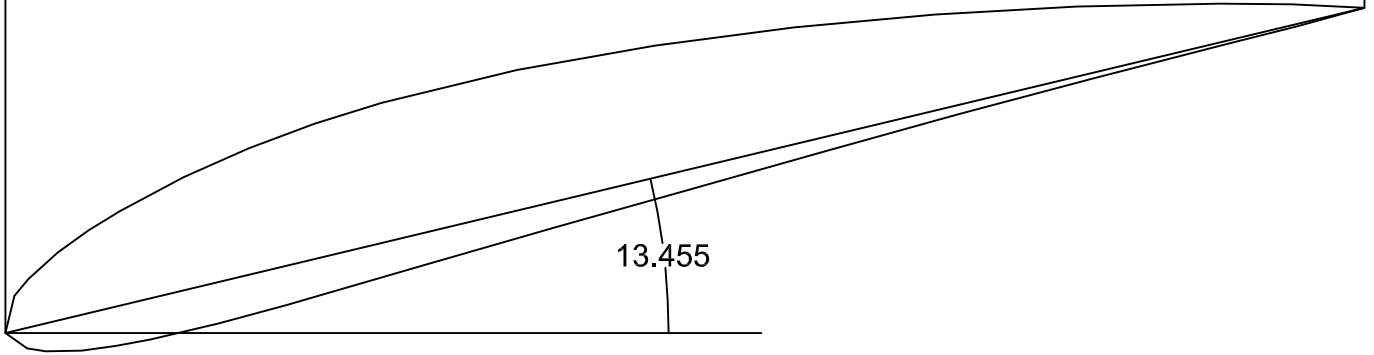
14.315



The diagram for Sección 4 shows a curved profile within a rectangular frame. A horizontal line serves as the baseline. A vertical line segment is drawn from the baseline to the curve, labeled with the value 14.315. The curve starts at the left edge of the frame and ends at the right edge, arching upwards. The entire diagram is enclosed in a rectangular border.

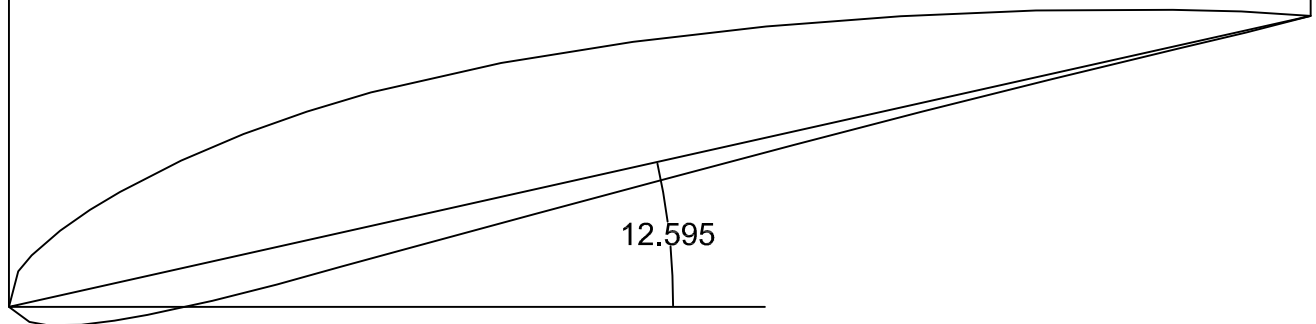
179.7746

Sección 5



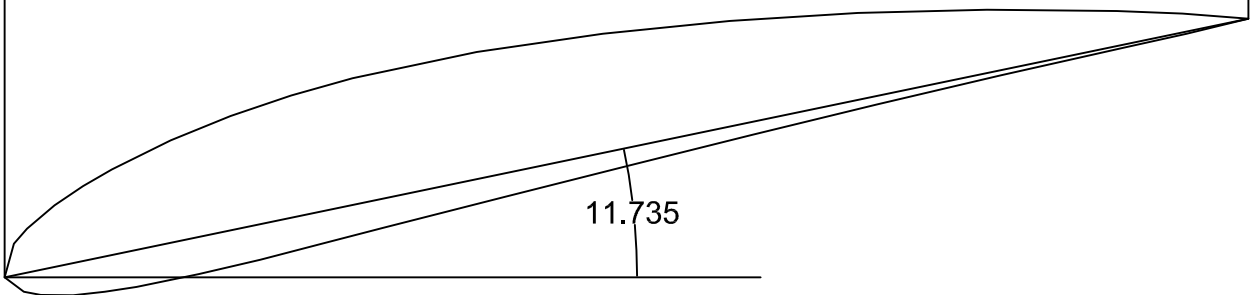
172.2023

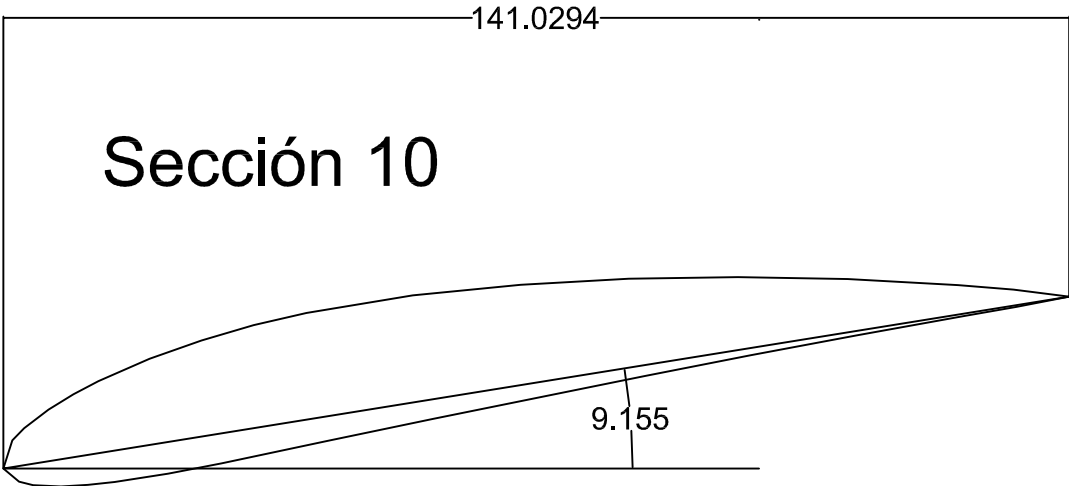
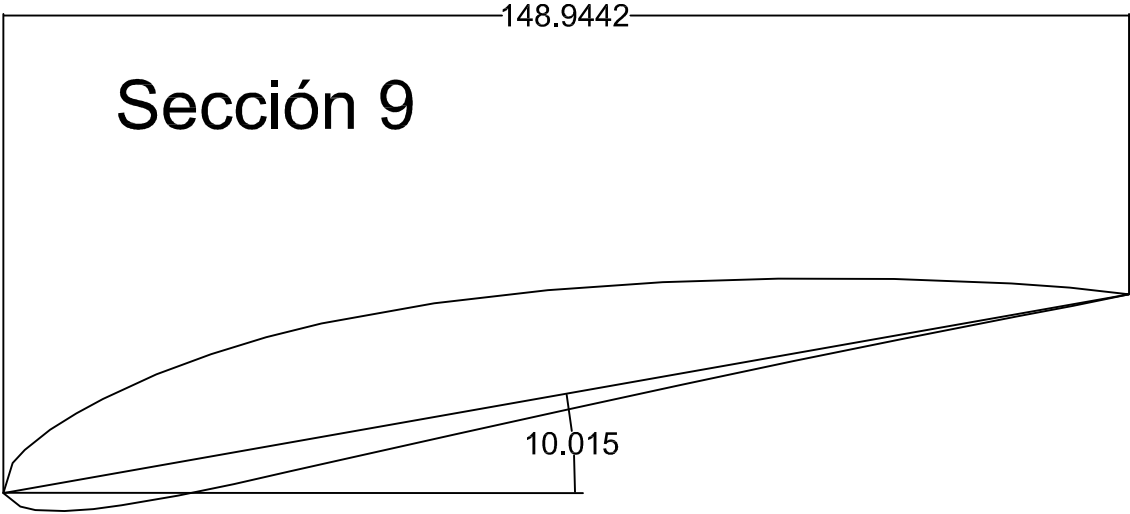
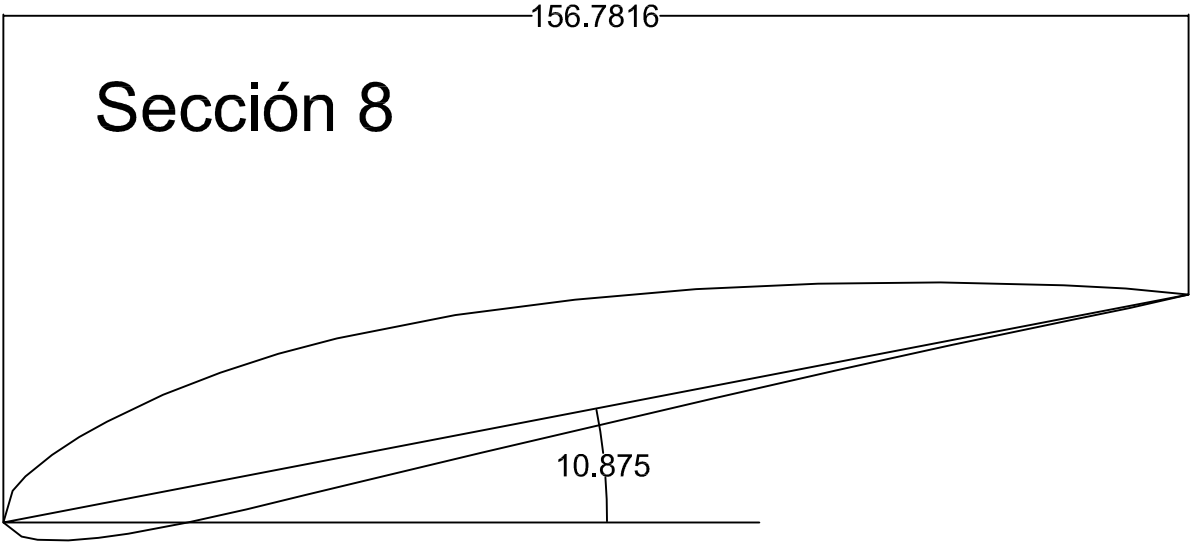
Sección 6

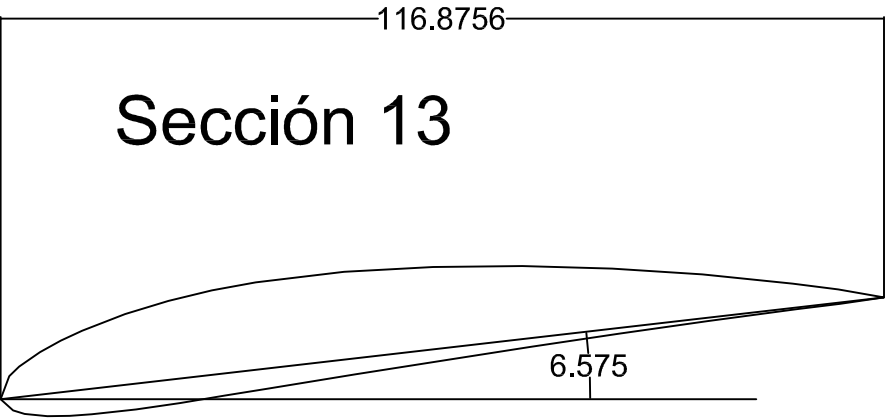
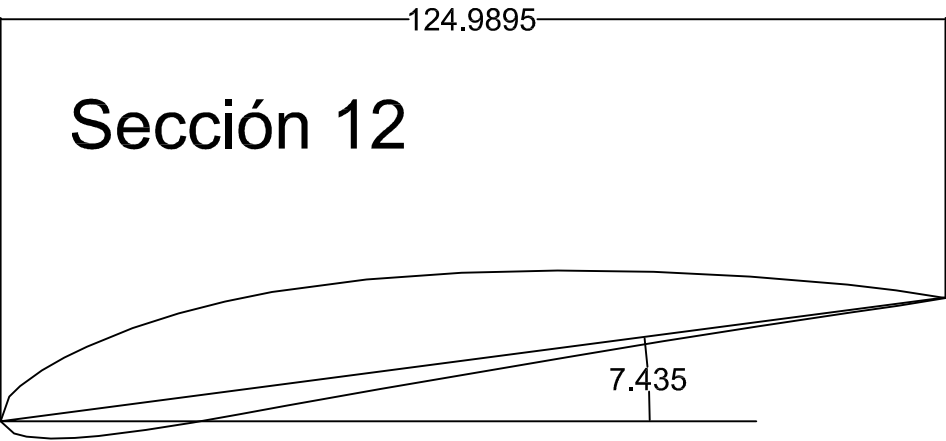
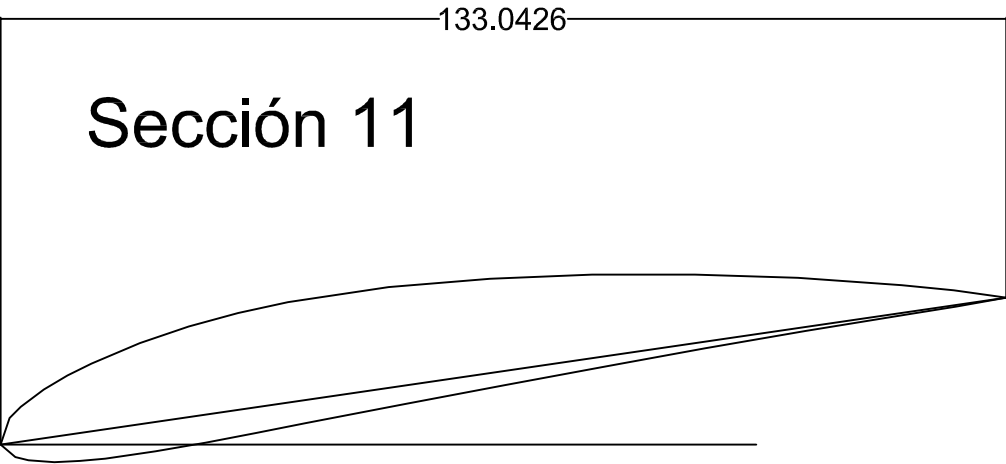


164.5361

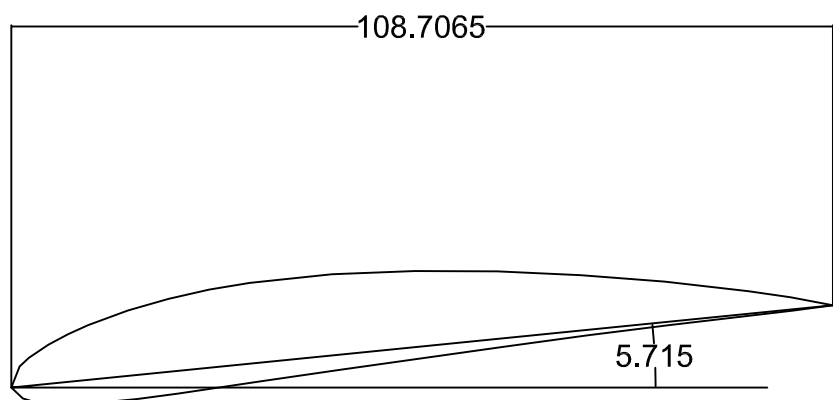
Sección 7



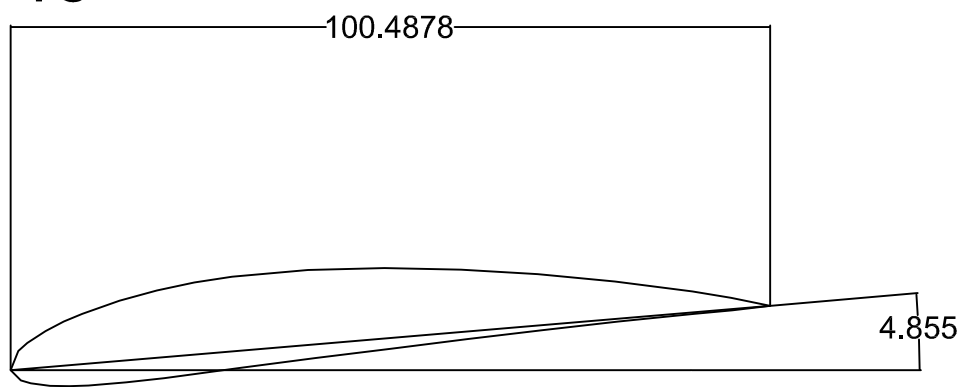




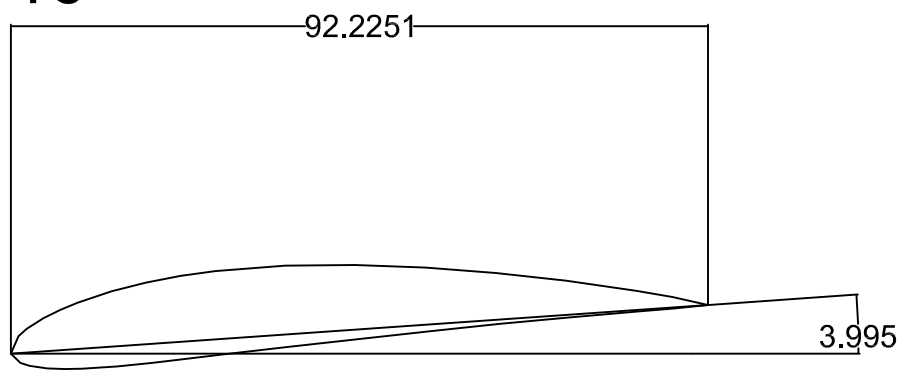
Sección 14



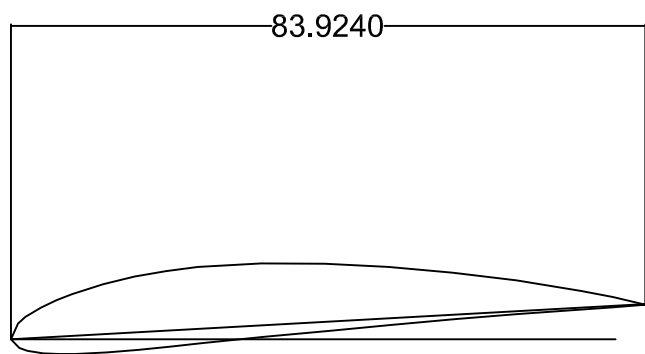
Sección 15



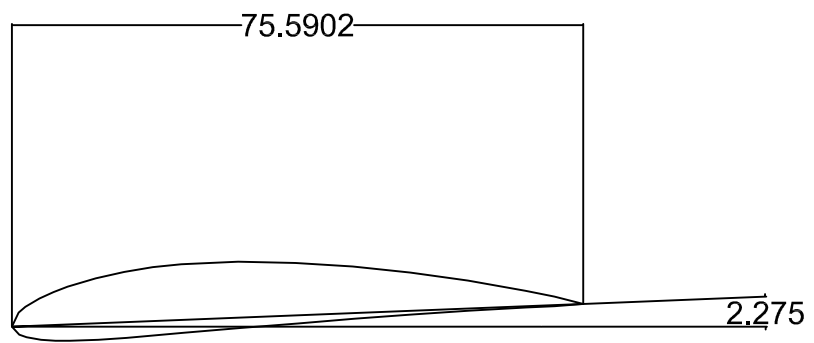
Sección 16



Sección 17

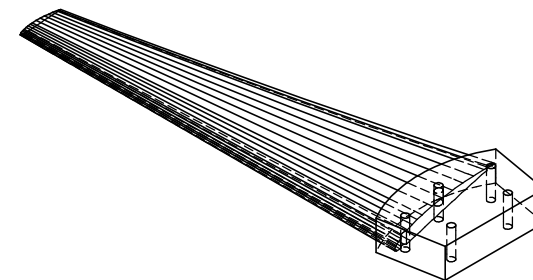
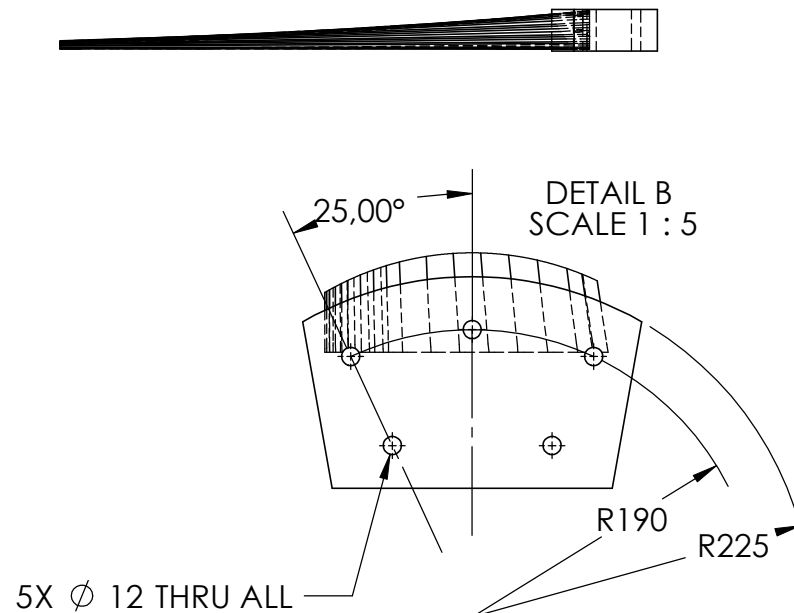
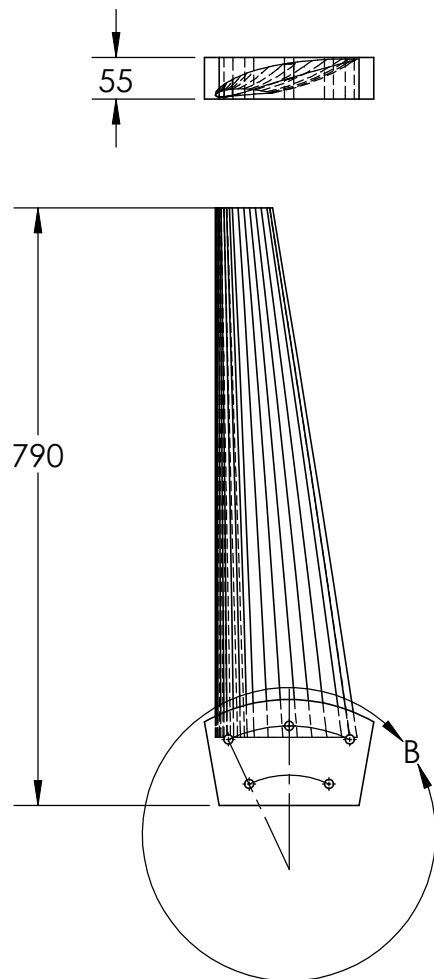


Sección 18

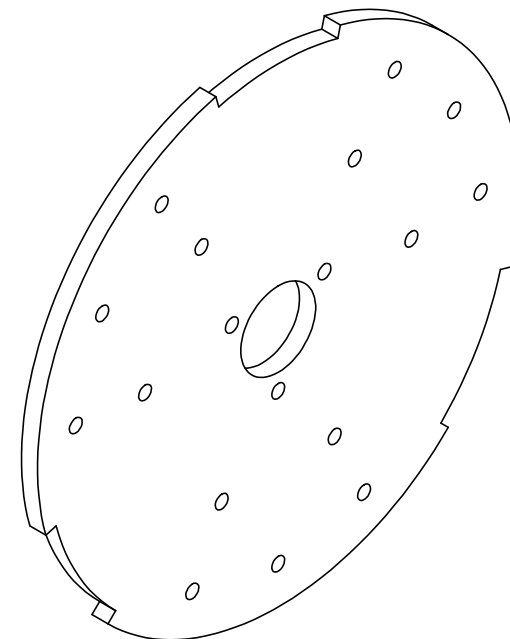
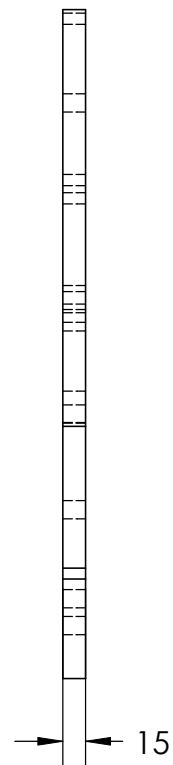
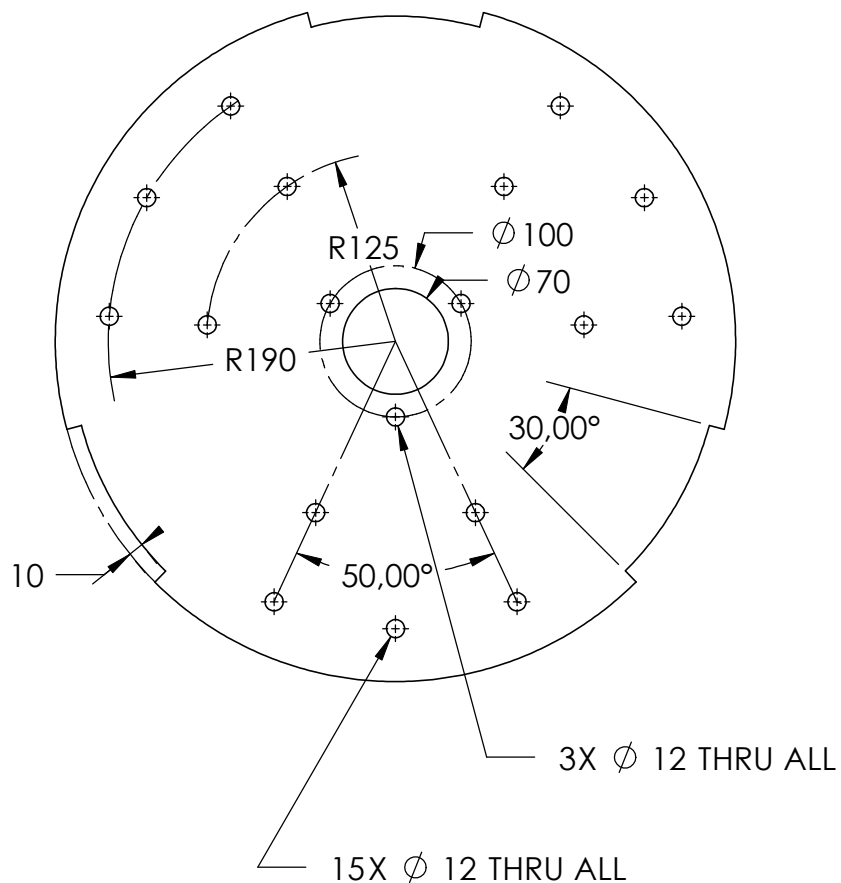


ANEXO VI:

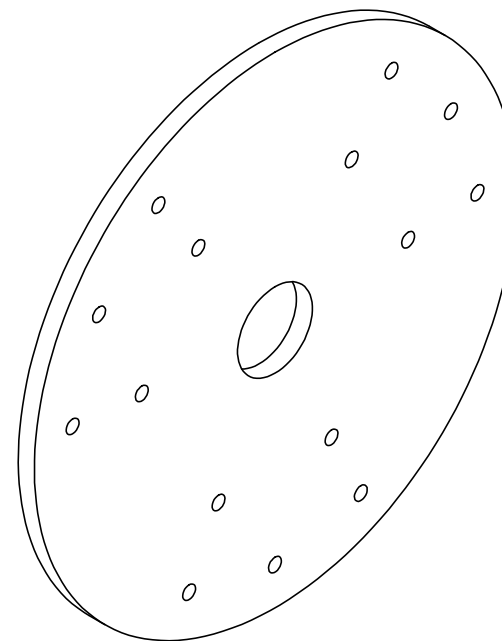
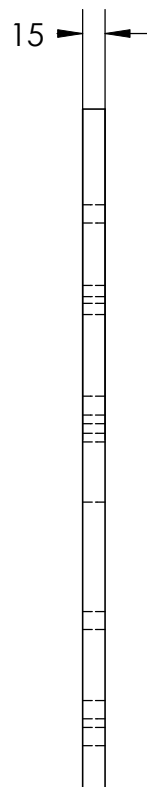
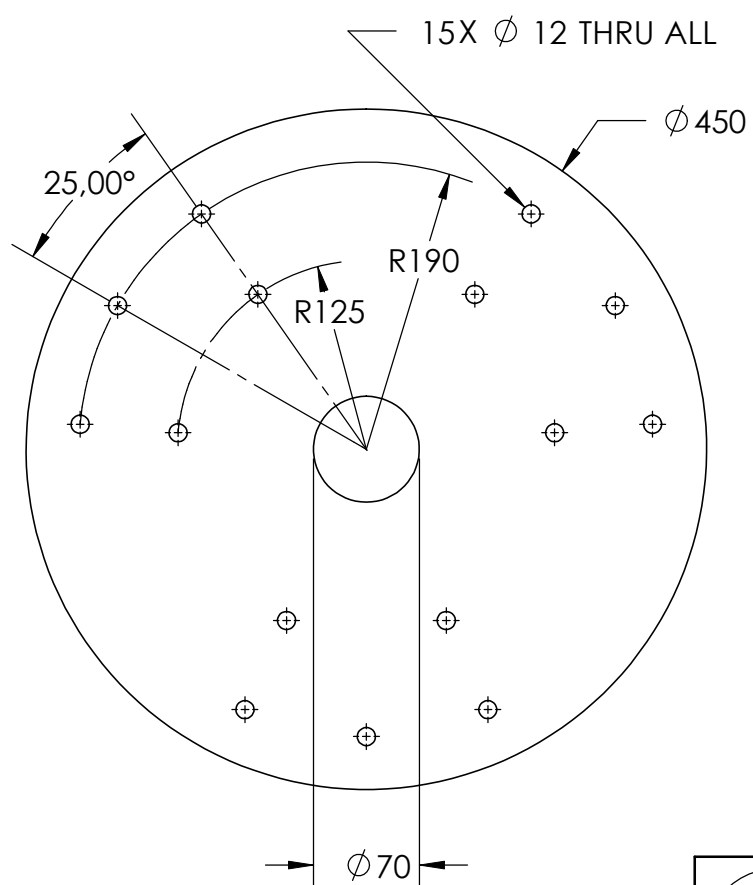
Planos



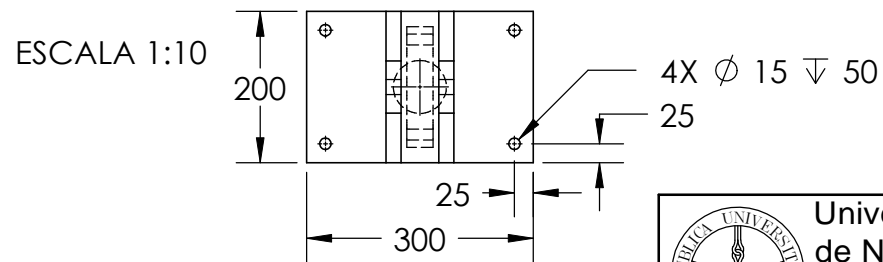
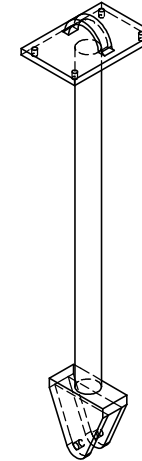
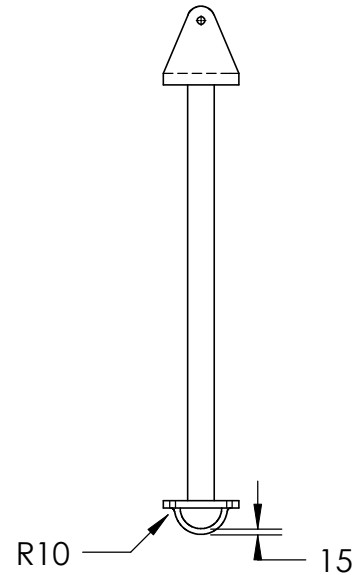
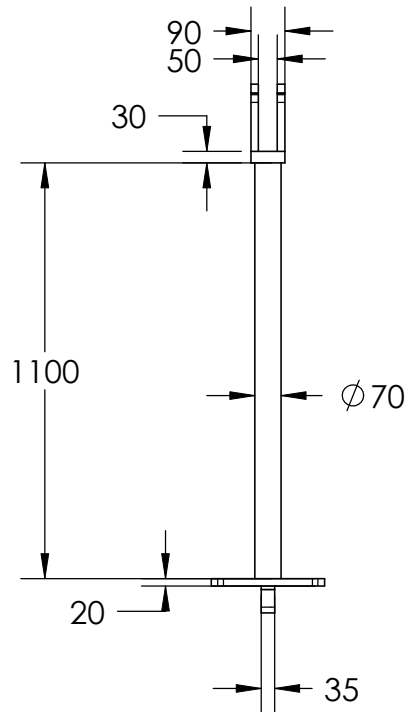
	Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i>	E.T.S.I.I.T.		DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA	
		INGENIERO INDUSTRIAL			
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA				REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR	
				FIRMA:	
PLANO: ALABE				FECHA:	ESCALA: 1:10
					Nº PLANO 1



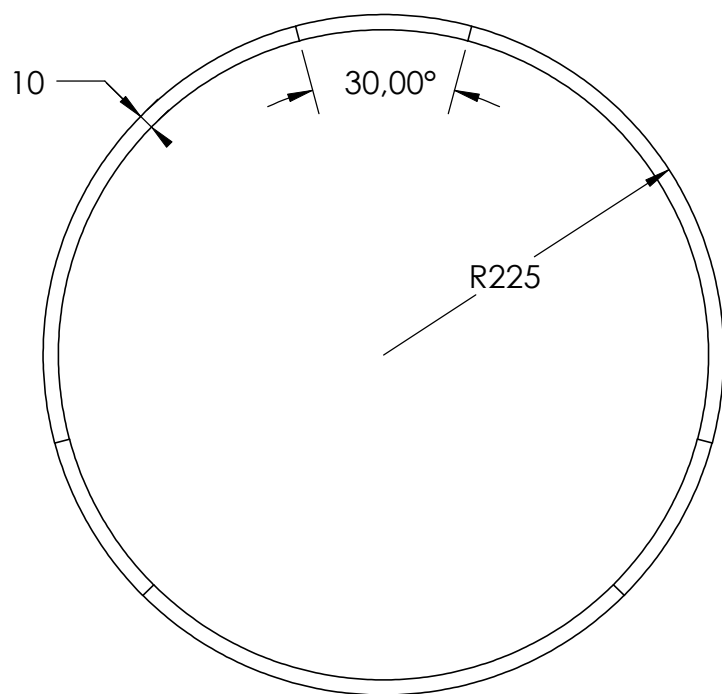
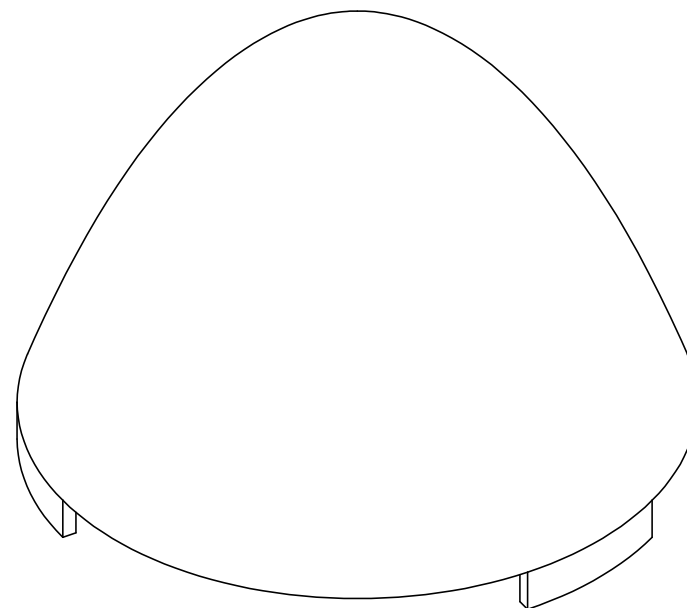
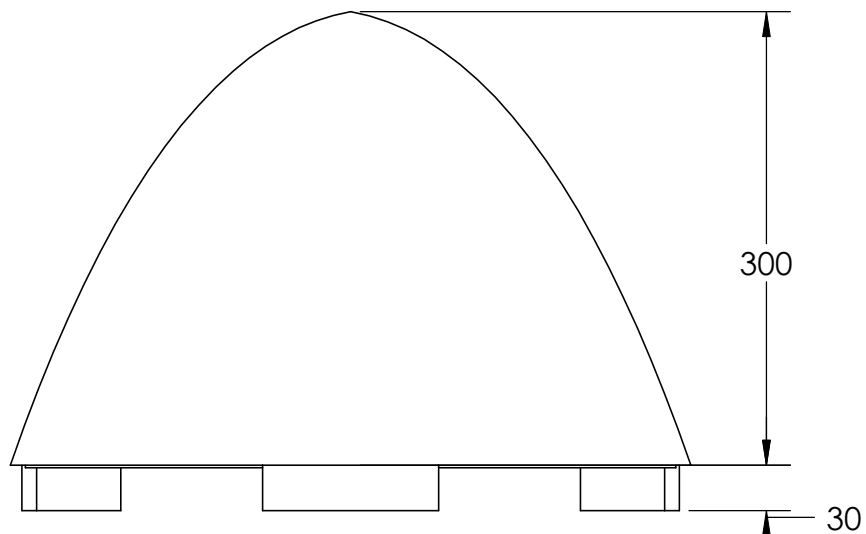
 <div>Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i></div>	E.T.S.I.I.T.		DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
	INGENIERO INDUSTRIAL				
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA			REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
			FIRMA:		
PLANO: PLACA SUPERIOR SOPORTE ROTOR			FECHA:	ESCALA: 1:5	Nº PLANO 2



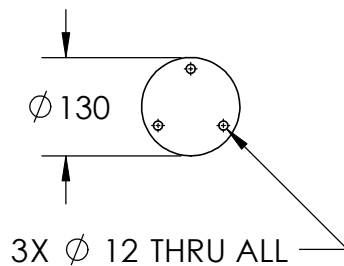
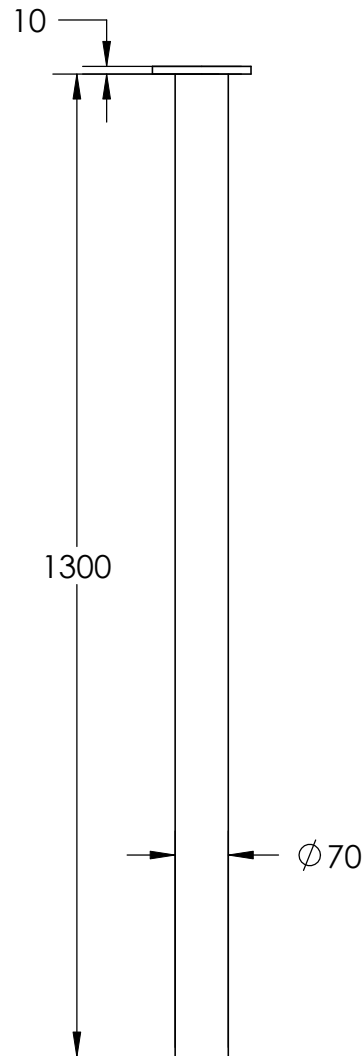
 <div>Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i></div>	E.T.S.I.I.T.		DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
	INGENIERO INDUSTRIAL				
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA			REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
			FIRMA:		
PLANO: PLACA INFERIOR SOPORTE ROTOR			FECHA:	ESCALA: 1:5	Nº PLANO 3



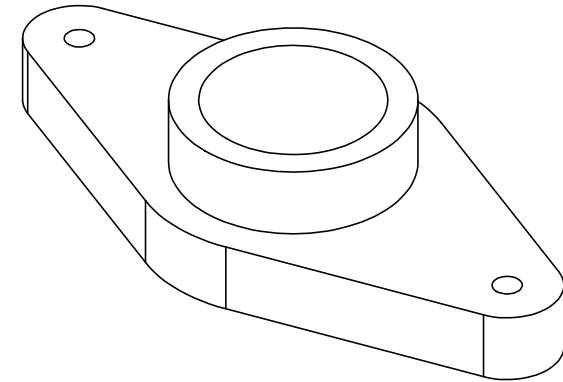
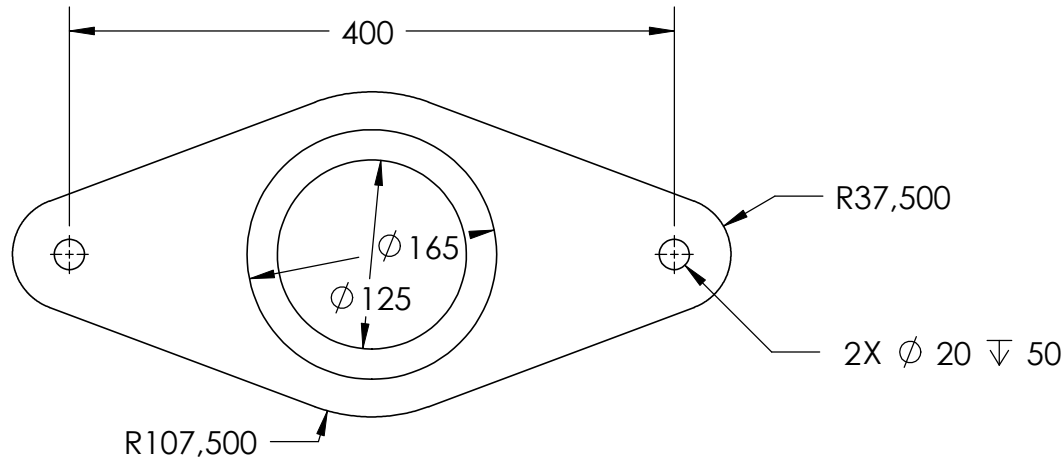
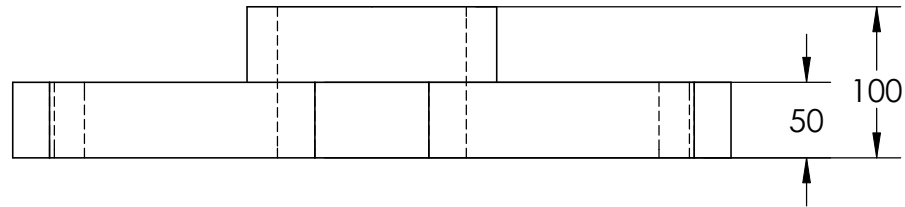
 <div>Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i></div>	E.T.S.I.I.T.	DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
	INGENIERO INDUSTRIAL			
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA		REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
		FIRMA:		
PLANO: BRAZO		FECHA:	ESCALA: 1:20	Nº PLANO: 4




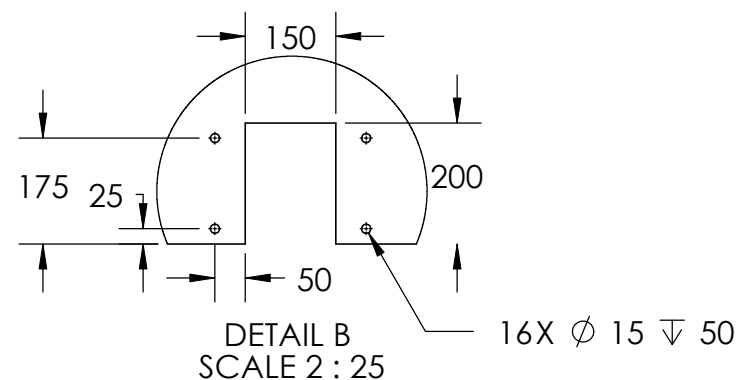
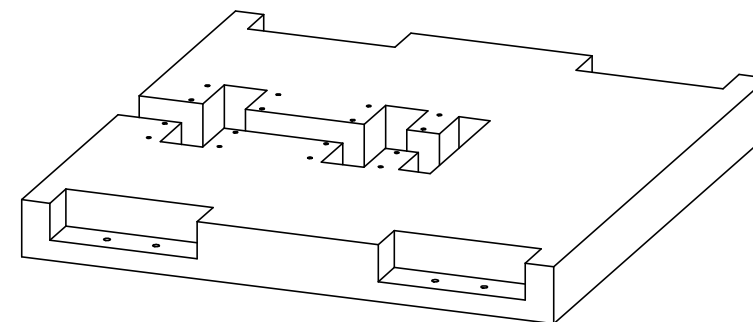
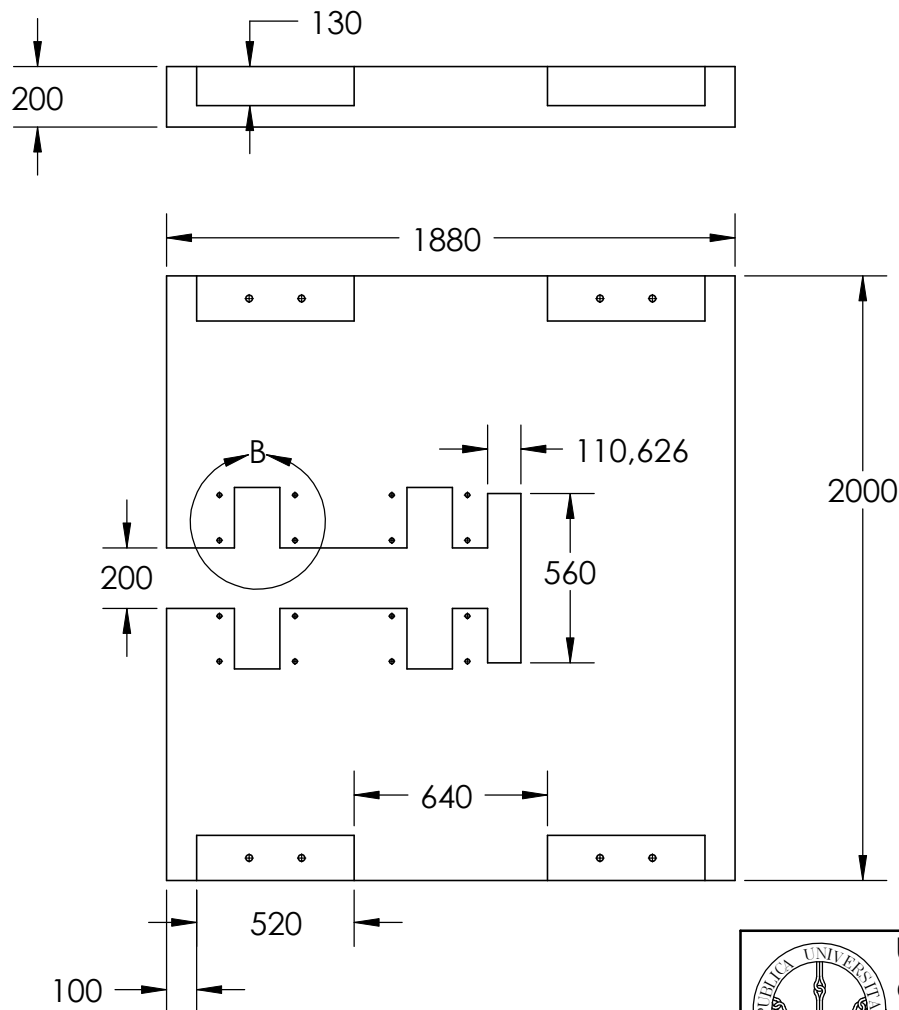
 <div>Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i></div>	E.T.S.I.I.T.		DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
	INGENIERO INDUSTRIAL				
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA			REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
			FIRMA:		
PLANO: DEFLECTOR			FECHA:	ESCALA: 1:5	Nº PLANO 5



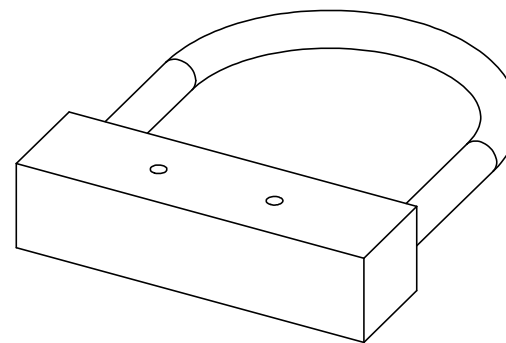
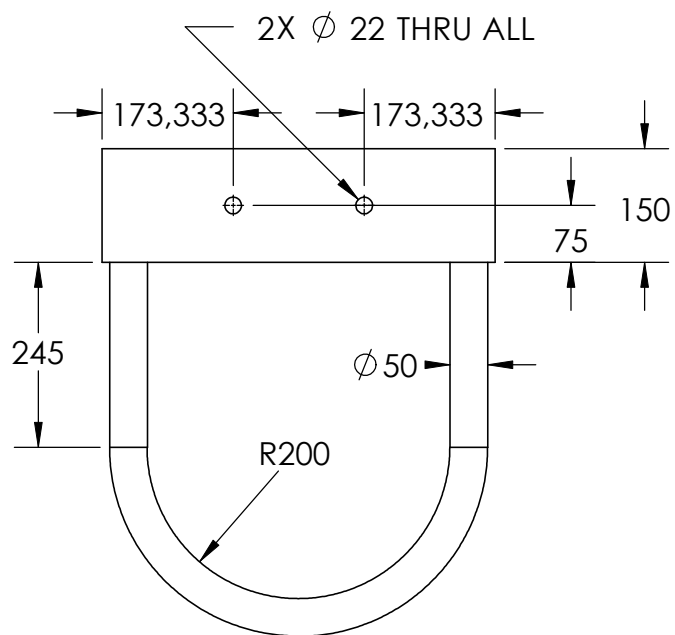
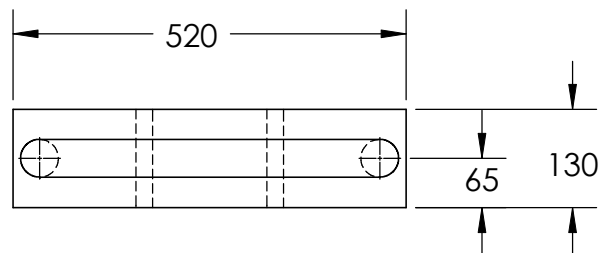
 <div>Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i></div>	E.T.S.I.I.T.		DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
	INGENIERO INDUSTRIAL				
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA			REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
			FIRMA:		
PLANO: EJE DEL ROTOR			FECHA:	ESCALA: 1:10	Nº PLANO: 6



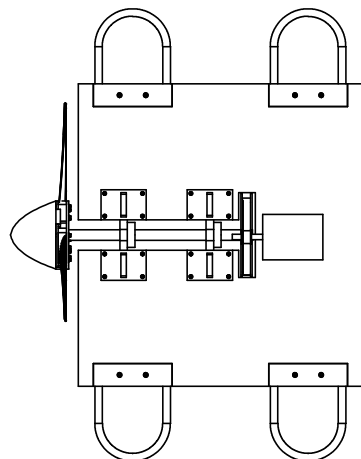
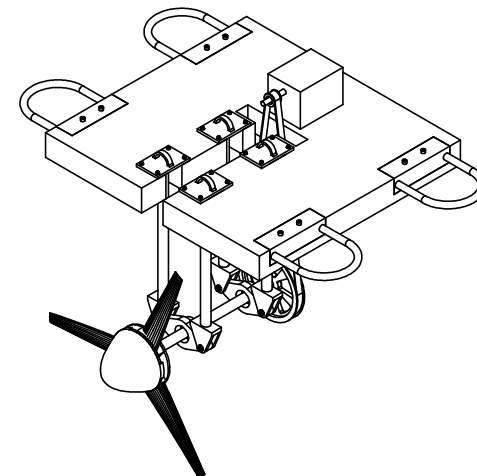
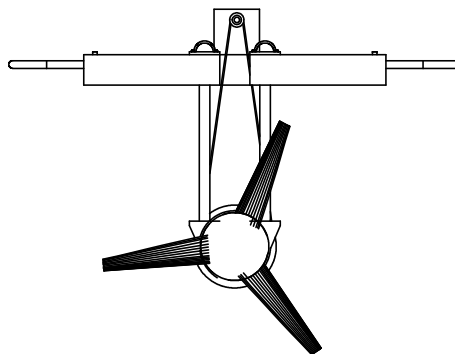
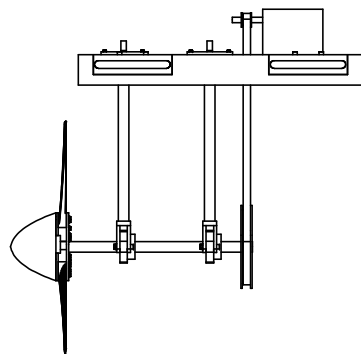
 <div>Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i></div>	E.T.S.I.I.T.		DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
	INGENIERO INDUSTRIAL				
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA			REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
			FIRMA:		
PLANO: PORTA RODAMIENTOS			FECHA:	ESCALA: 1:5	Nº PLANO: 7




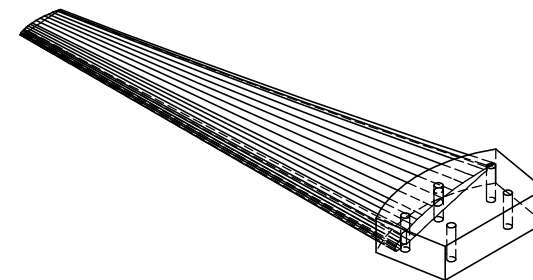
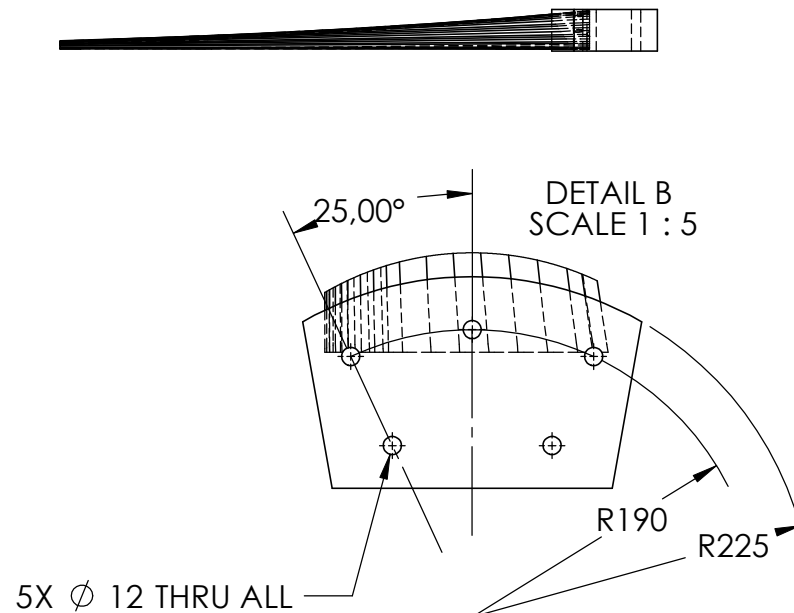
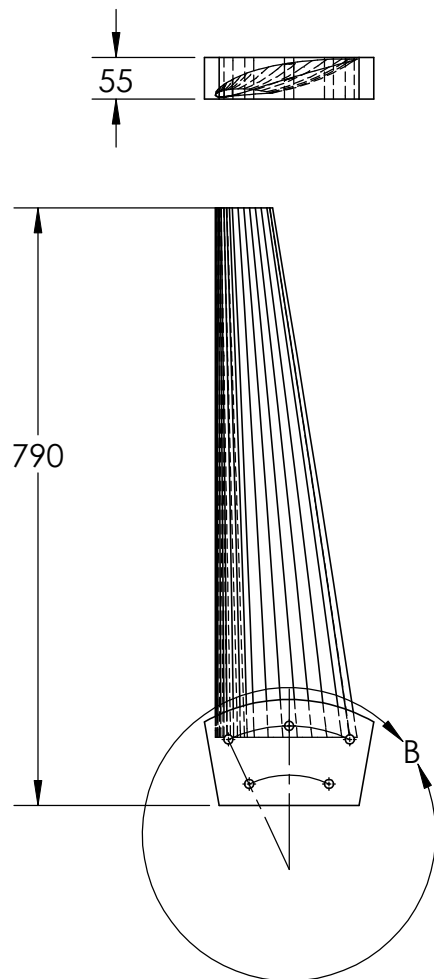
	Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako Unibertsitate Publikoa</i>	E.T.S.I.I.T.	DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
		INGENIERO INDUSTRIAL			
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA			REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
			FIRMA:		
PLANO: PLATAFORMA DE FLOTACIÓN			FECHA:	ESCALA: 1:25	Nº PLANO 8



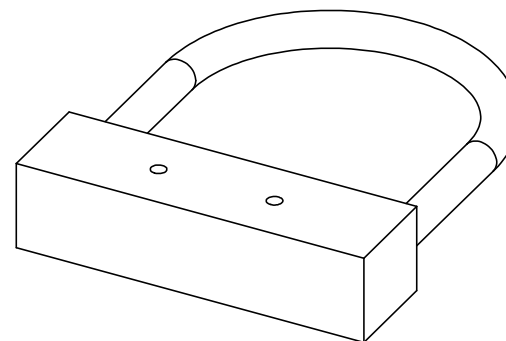
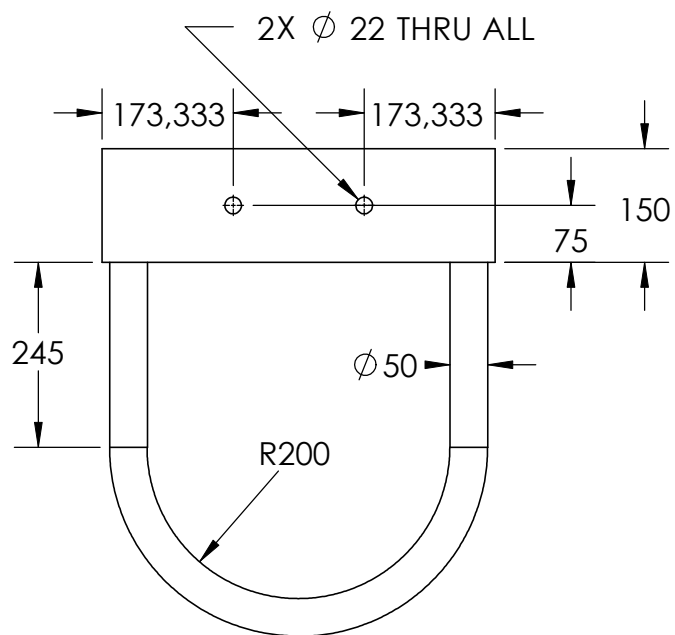
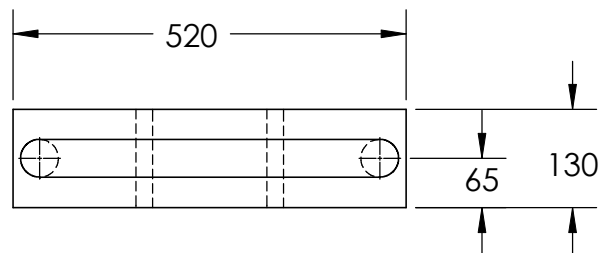
 <div>Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i></div>	E.T.S.I.I.T.	DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
	INGENIERO INDUSTRIAL			
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA		REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
		FIRMA:		
PLANO:	ARGOLLA DE SUJECCIÓN	FECHA:	ESCALA: 1:10	Nº PLANO 9



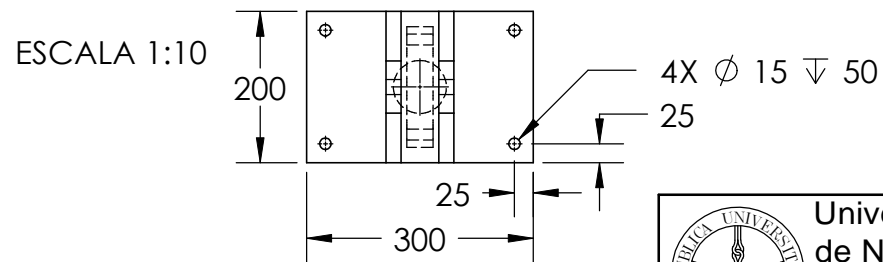
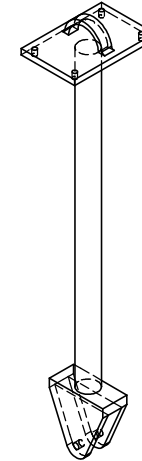
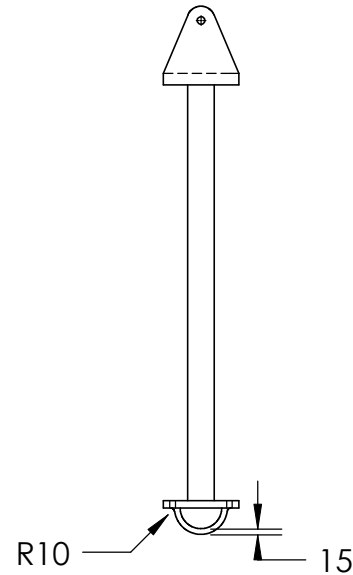
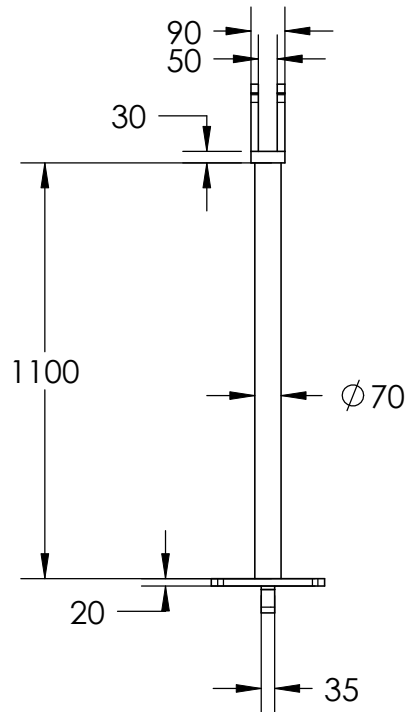
	Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i>	E.T.S.I.I.T.	DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
		INGENIERO INDUSTRIAL			
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA			REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
			FIRMA:		
PLANO: ENSAMBLAJE			FECHA:	ESCALA: 1:50	Nº PLANO 10



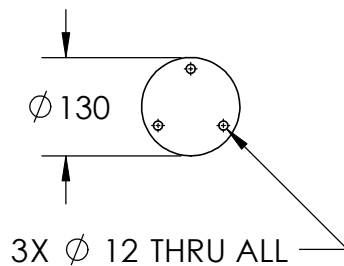
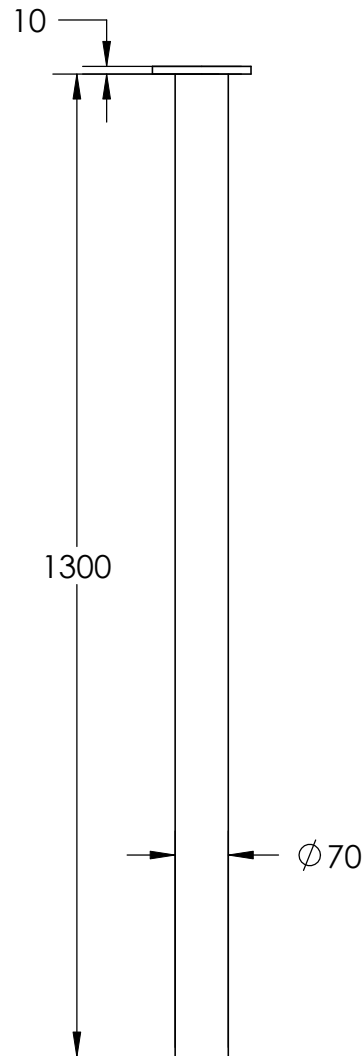
	Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i>	E.T.S.I.I.T.		DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
		INGENIERO INDUSTRIAL				
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA				REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
				FIRMA:		
PLANO: ALABE				FECHA:	ESCALA: 1:10	Nº PLANO 1



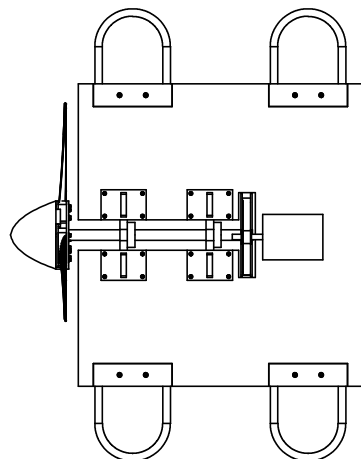
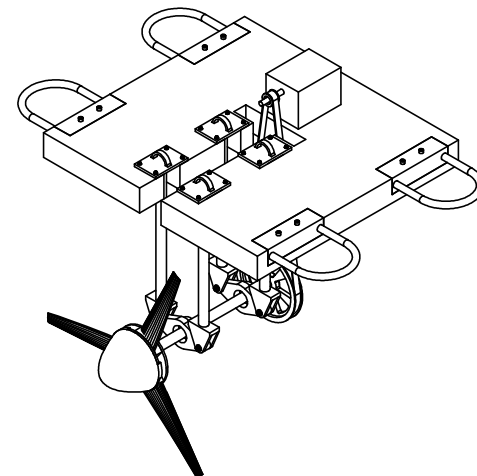
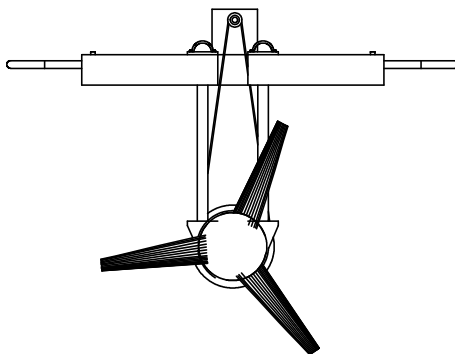
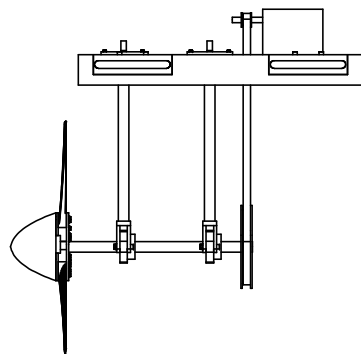
 <div>Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i></div>	E.T.S.I.I.T.	DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
	INGENIERO INDUSTRIAL			
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA		REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
		FIRMA:		
PLANO:	ARGOLLA DE SUJECCIÓN	FECHA:	ESCALA: 1:10	Nº PLANO 9




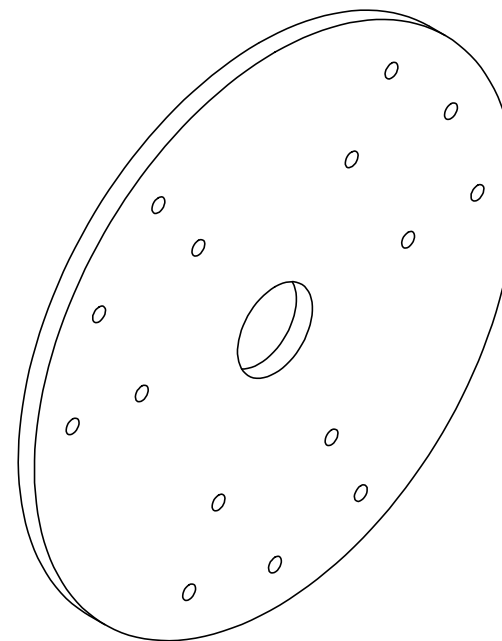
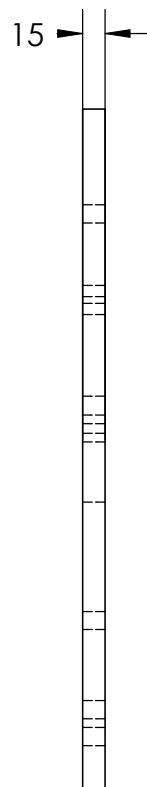
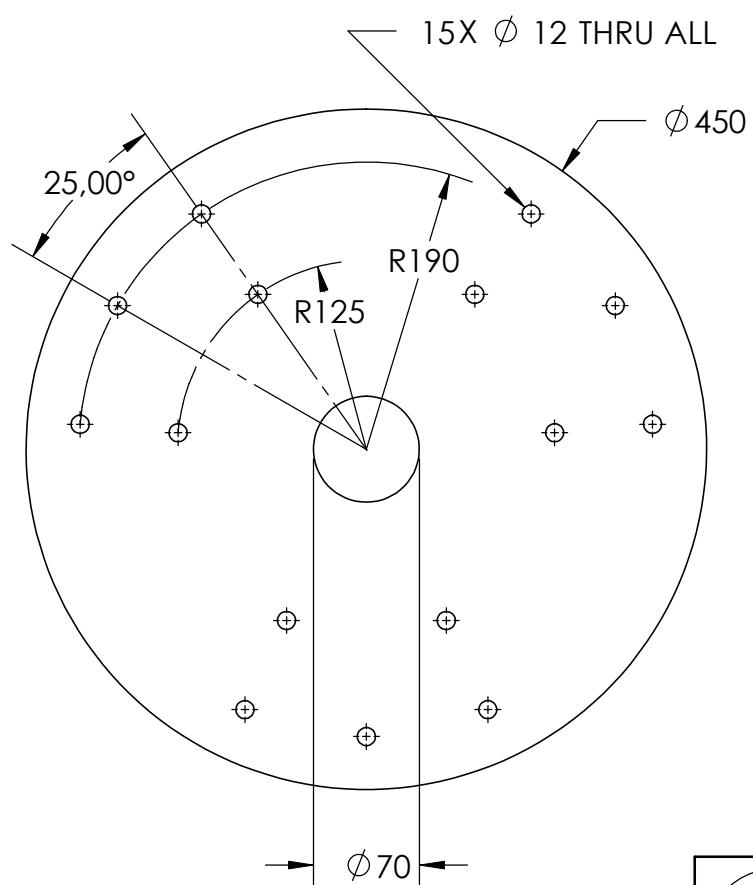
 <div>Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i></div>	E.T.S.I.I.T.		DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
	INGENIERO INDUSTRIAL				
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA			REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
			FIRMA:		
PLANO: BRAZO			FECHA:	ESCALA: 1:20	Nº PLANO: 4



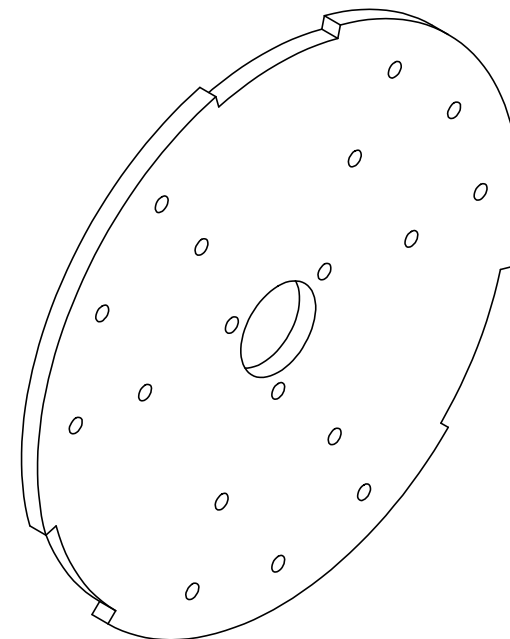
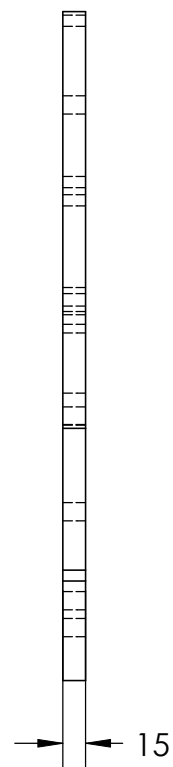
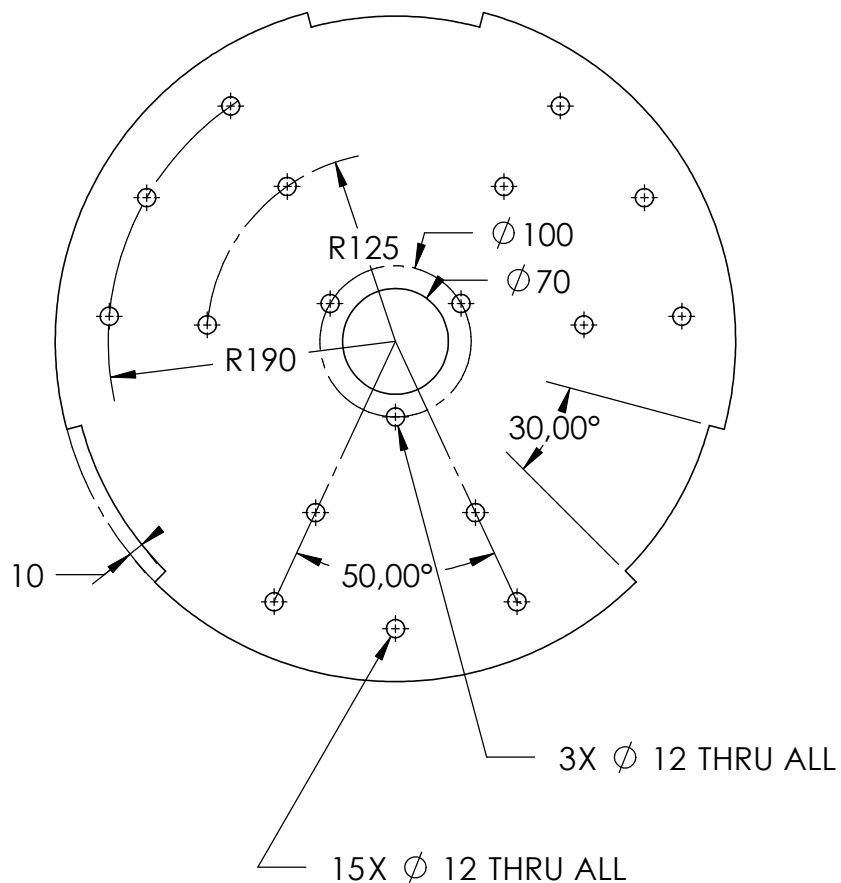
 <div>Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i></div>	E.T.S.I.I.T.		DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
	INGENIERO INDUSTRIAL				
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA			REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
			FIRMA:		
PLANO: EJE DEL ROTOR			FECHA:	ESCALA: 1:10	Nº PLANO: 6



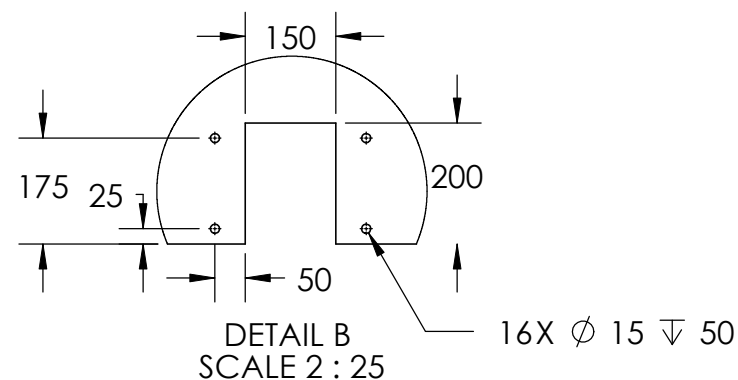
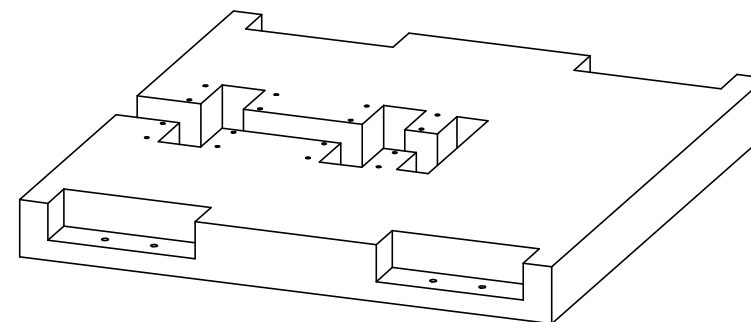
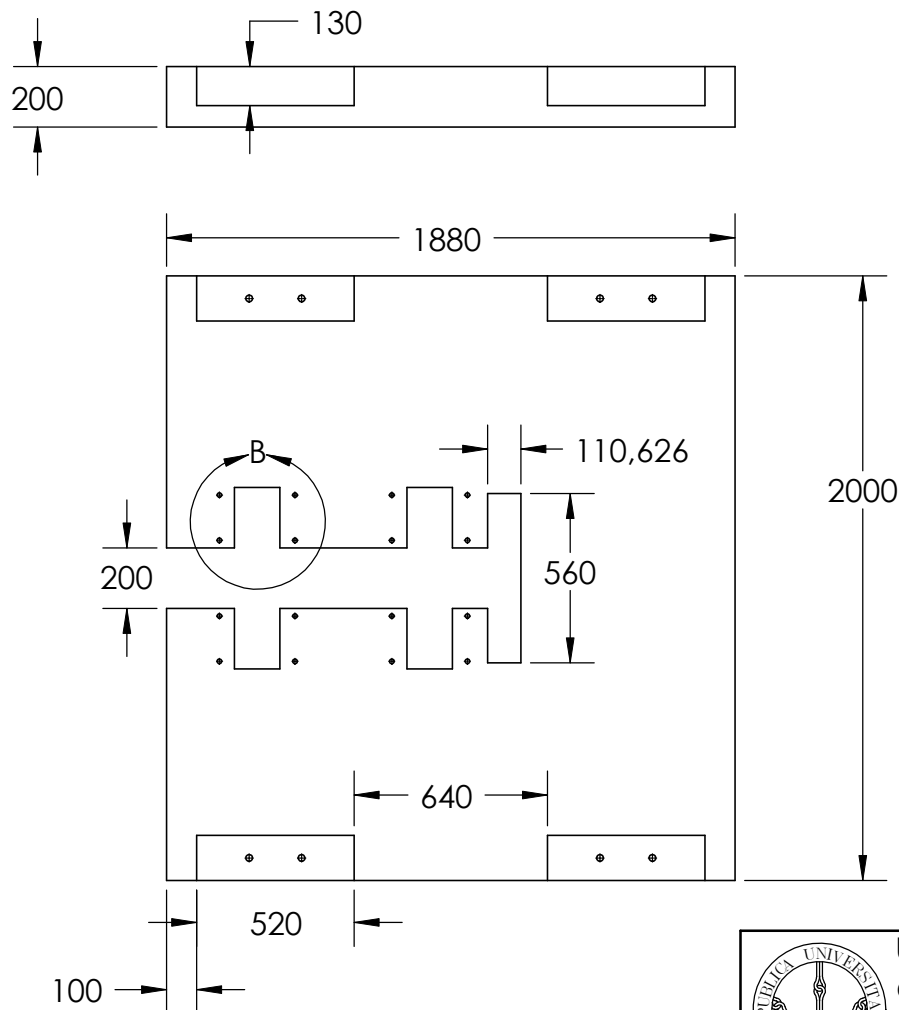
	Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i>	E.T.S.I.I.T.	DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
		INGENIERO INDUSTRIAL			
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA			REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
			FIRMA:		
PLANO: ENSAMBLAJE			FECHA:	ESCALA: 1:50	Nº PLANO: 9



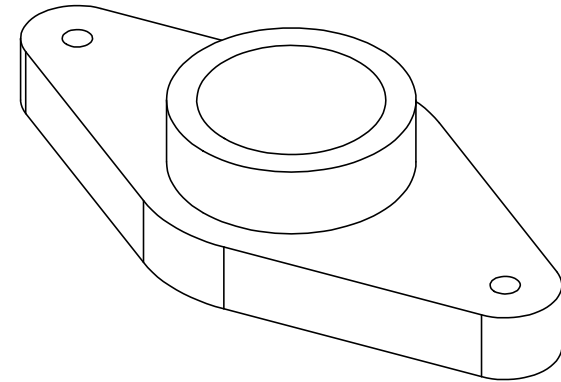
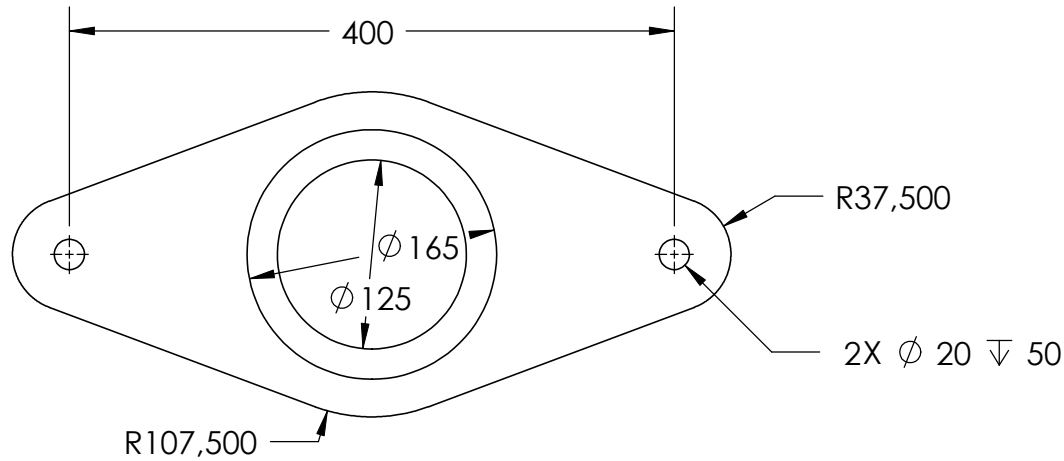
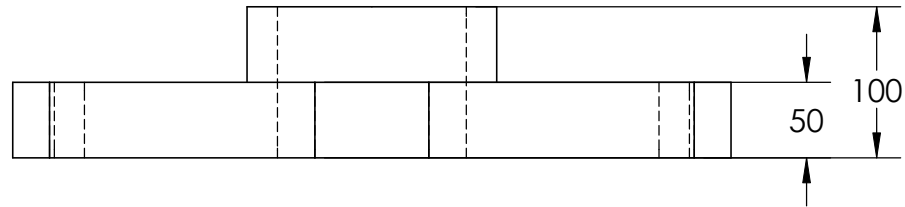
 <div>Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i></div>	E.T.S.I.I.T.		DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
	INGENIERO INDUSTRIAL				
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA			REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
			FIRMA:		
PLANO: PLACA INFERIOR SOPORTE ROTOR			FECHA:	ESCALA: 1:5	Nº PLANO 3



 <div>Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i></div>	E.T.S.I.I.T.		DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
	INGENIERO INDUSTRIAL				
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA			REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
			FIRMA:		
PLANO: PLACA SUPERIOR SOPORTE ROTOR			FECHA:	ESCALA: 1:5	Nº PLANO 2



 <div>Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i></div>	E.T.S.I.I.T.	DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
	INGENIERO INDUSTRIAL			
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA		REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
		FIRMA:		
PLANO: PLATAFORMA DE FLOTACIÓN		FECHA:	ESCALA: 1:25	Nº PLANO: 8



 <div>Universidad Pública de Navarra <i>Nafarroako</i> <i>Unibertsitate Publikoa</i></div>	E.T.S.I.I.T.		DEPARTAMENTO: DEPARTAMENTO DE INGENIERIA ELECTRICA Y ELECTRONICA		
	INGENIERO INDUSTRIAL				
PROYECTO: DISEÑO Y DESARROLLO DE UNA TURBINA HIDROELÉCTRICA FLOTANTE PARA GENERAR ENERGÍA ELÉCTRICA EN COMUNIDADES DE LA CUENCA AMAZÓNICA BOLIVIANA			REALIZADO: MIRANDA SANCHO, PILAR		
			FIRMA:		
PLANO: PORTA RODAMIENTOS			FECHA:	ESCALA: 1:5	Nº PLANO: 7